

# **Determinanten der Ölpreise: Fundamentale Faktoren, Spekulation und Finanzialisierung**

**D i s s e r t a t i o n**

**zur Erlangung des Doktorgrades  
der Wirtschaftswissenschaften**

**vorgelegt von  
Esmail Ansari  
aus Zanzan**

**genehmigt von der Fakultät für Energie- und Wirtschaftswissenschaften  
der Technischen Universität Clausthal,**

**Tag der mündlichen Prüfung  
01. Juli 2020**

# **Determinanten der Ölpreise: Fundamentale Faktoren, Spekulation und Finanzialisierung**

**D i s s e r t a t i o n**

**zur Erlangung des Doktorgrades  
der Wirtschaftswissenschaften**

**vorgelegt von  
Esmail Ansari  
aus Zanzan**

**genehmigt von der Fakultät für Energie- und Wirtschaftswissenschaften  
der Technischen Universität Clausthal,**

**Tag der mündlichen Prüfung  
01. Juli 2020**

**Dekan  
Prof. Dr. rer. nat. habil. Bernd Lehmann**

**Vorsitzender der Promotionskommission  
Prof. Dr. rer. pol. Roland Menges**

**Betreuerin  
Prof. Dr. rer. pol. Heike Y. Schenk-Mathes**

**Gutachter  
Hon.-Prof. Dr. rer. pol. Gerhard Untiedt**

Für Mathias Erlei <sup>†</sup>

# Inhalt

Zusammenfassung .....	xv
1 Einleitung .....	1
2 Methodik .....	8
3 Daten .....	13
4 Physische fundamentale Faktoren .....	15
4.1 Qualität des Rohöles .....	15
4.2 Globales Öl-Angebot und Nachfrage .....	16
4.3 US-Ölmarktdaten .....	18
4.3.1 US-Rohölproduktion, -Verarbeitung, -Importe und -Exporte .....	18
4.3.2 US-Lagerbestände .....	22
4.3.3 Wetterbedingungen an der US-Südostküste sowie im Golf von Mexiko .....	25
4.4 OPEC-Produktion und die OPEC-Beschlüsse .....	27
4.4.1 Gründung der OPEC .....	28
4.4.2 OPEC-Ölreserven .....	29
4.4.3 OPEC-Meetings und -Beschlüsse .....	29
4.4.4 Literatur zum Markteinfluss der OPEC .....	36
4.5 Nicht-OPEC-Produktion .....	42
4.6 Chinesische Nachfrage .....	46
4.7 Öltransport .....	48
4.7.1 Tankerraten .....	48
4.7.2 Schwimmende Öllager .....	51
4.7.3 Sicherheit der Meerengen .....	54
4.7.4 Pipelineausfälle .....	56
5 Geopolitische Faktoren .....	58
6 Event-Analyse .....	66
7 Konjunkturelle und monetäre fundamentale Faktoren .....	77



7.1	Globale Konjunktorentwicklung .....	77
7.1.1	Literatur zur Auswirkung der Ölpreise auf die Weltkonjunktur.....	77
7.1.2	Literatur zur Auswirkung der Weltkonjunktur auf die Ölpreise.....	79
7.2	Monetäre Parameter .....	86
7.2.1	Bereinigung um historische Inflationsraten .....	86
7.2.2	Inflationserwartung.....	87
7.2.3	US-Dollar-Stärke .....	89
8	Finanzialisierung des Ölmarktes.....	93
8.1	Literaturübersicht zur Finanzialisierung des Ölmarktes .....	93
8.2	Eigene Untersuchung zur Finanzialisierung des Ölmarktes.....	103
8.2.1	Handelsvolumen .....	104
8.2.2	Open-Interest .....	108
8.2.3	Modellierung zum Einfluss der Finanzialisierung auf die Ölpreise .....	112
9	Spekulation auf dem Ölmarkt .....	118
9.1	Definition: Spekulation und Hedging.....	119
9.2	COT-Berichte der CFTC.....	120
9.3	Literaturübersicht zum Thema Spekulation auf dem Ölmarkt .....	122
9.4	Eigene Untersuchung zur Spekulation auf dem Ölmarkt .....	132
9.4.1	Entwicklungen der Händlerpositionen an der NYMEX sowie ICE .....	133
9.4.2	Grundlegende Defizite der Händlerpositionsdaten (COT-Berichte).....	136
9.4.3	Large Trader Net Position Changes .....	137
9.4.4	Anteil der Händlerpositionen am Gesamt-Open-Interest .....	141
9.4.5	Modellierungen zum Einfluss der Spekulation auf die Ölpreisentwicklungen .....	148
10	Handelsmotiv der spekulativen Marktteilnehmer .....	167
10.1	Forward-Kurve, Contango und Backwardation .....	170
10.2	Rollrenditen .....	174
10.3	Modellierung der Öl-Forward-Kurven .....	175

10.4 Korrelation zwischen den Net-Long-Positionen der Spekulanten und der Marktsituation .....	177
11 Fazit .....	185
12 Literaturübersicht.....	188

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Monatliche Daten über das globale Ölangebot und die Nachfrage (Datenquelle: US-EIA).....	16
Abbildung 2: Globales Öl-Angebot-Nachfrage-Gleichgewicht vs. Brent-Spotpreisveränderungen (Datenq. US-EIA).....	17
Abbildung 3: US-Primärenergieverbrauch nach Energieträgern (Einheit der y-Achse: Billionen britische Wärmeinheiten).....	18
Abbildung 4: US-Rohölzeiten in monatlichen Mittelwerten (Datenquelle: US-EIA).....	19
Abbildung 5: US-Rohölproduktion im Vergleich zu den Rohölproduktionen von Russland und Saudi-Arabien .....	20
Abbildung 6: US-Rohölimporte nach Herkunft (Datenquelle: US-EIA) .....	21
Abbildung 7: Wöchentliche US-Lagerbestandsdaten an Rohöl, Benzin und Destillaten (Datenquelle: US-EIA).....	22
Abbildung 8: US-Rohöllagerbestände ausschließlich der strategischen Reserven (Datenquelle: US-EIA).....	23
Abbildung 9: Autokorrelation der US-Lagerbestände an Rohöl, Benzin und Destillaten.....	23
Abbildung 10: US-Lagerbestandsveränderungen (ausschließlich der strategischen Reserven) im Vergleich zur Markterwartungen, (Datenquelle: Thomson Reuters).....	24
Abbildung 11: Super-Hurrikans und die Einflüsse auf die US-Erdölindustrie (Datenquelle: US-EIA).....	26
Abbildung 12: Tägliche Daten über die Auswirkungen von Hurrikans in den USA auf die Benzinnachfrage (Datenquelle: Thomson Reuters) .....	27
Abbildung 13: Nachgewiesene Ölreserven der OPEC-Länder (Datenquelle: OPEC-Angaben in 2017) .....	29
Abbildung 14: OPEC Daten (Datenquelle: Monatliche Ölmarktberichte der IEA, eigene Recherche und Darstellung) .....	31
Abbildung 15: Rohöllagerbestände (ausschließlich der strategischen Reserven) der OCED-Länder sowie der USA (Datenquelle: US-EIA und Thomson Reuters).....	33

Abbildung 16: OPEC-Produktion (Datenquelle: IEA) im Vergleich zu Ölpreisen, US-Oil-Rig-Counts sowie US-Rohölproduktion (Datenquelle: US-EIA) .....	36
Abbildung 17: Nicht-OPEC-Produktionsmengen (Datenquelle: IEA und US-EIA) .....	43
Abbildung 18: Nicht-OPEC-Produktionshöhe (Datenquelle: US-EIA) vs. Prognose über Nicht-OPEC-Produktionswachstum (Quelle: IEA, eigene Zusammenstellung und Berechnung) vs. Brent-Frontmonatspreise (Datenquelle: ICE) .....	45
Abbildung 19: US-Rohöldata im Vergleich zu chinesischen Rohöldata (Datenq.: EIA und Thomson Reuters).....	46
Abbildung 20: Benzinnachfragewachstumsprognose der IEA für China (Datenquelle: IEA-Berichte, eigene Zusammenstellung) vs. Benzinimportmengen von China laut chinesischer Zollbehörde, rote Linie (Datenquelle: Thomson Reuters) .....	47
Abbildung 21: Tankergrößen (Quelle: US-EIA Ref. 3) .....	49
Abbildung 22: Jährliche Daten zur Anzahl der Öltanker (Datenquelle: Thomson Reuters)....	49
Abbildung 23: Tägliche Tankerraten für die vier wichtigsten Seerouten (Datenquelle: Thomson Reuters) .....	50
Abbildung 24: Tägliche Daten über VLCC-Floating-Storages und Brent Spotpreise (Datenq.: Thomson Reuters).....	52
Abbildung 25: Auswahl der Lag-Länge für das VAR-Modell mit den Log>Returns der Brent-Spotpreise und den schwimmenden Öllagerdaten (Software: Econometrics Toolbox, Matlab 2016b) .....	53
Abbildung 26: Die für den Öltransport wichtigsten Meerengen weltweit, Angaben in mb/d (Quelle: US-EIA Ref. 3) .....	55
Abbildung 27: Ölproduktionsdaten von Saudi-Arabien, Irak, Iran, Libyen und Venezuela (Datenquelle: OPEC).....	62
Abbildung 28: Produktionsreservekapazitäten (Spare Capacity) der OPEC-Länder im Juni 2018 (Datenquelle: IEA's Oil Market Report, Juli 2018) .....	63
Abbildung 29: Nigerianische Ölproduktion und monatliche Mittelwerte der Ölgroßtankerraten, VLCC (Datenquelle: OPEC und Thomson Reuters) .....	64
Abbildung 30: Real Oil Prices (in 2016-USD) and Real Dividends S&P500,1946M1-2016M3; (Quelle: Pesaran & Mohaddes 2017).....	78
Abbildung 31: Rolling Estimates of the Effects of Changes in Oil Prices on Real Dividends (Quelle: Pesaran & Mohaddes 2017).....	78
Abbildung 32: Öltankerraten (Baltic Exchange Dirty Index) vs. Frachtraten zur Verschiffung trockener Massengüter (Baltic Exchange Dry Index) vs. (nominalen) Brent-Frontmonatspreisen (Datenquelle: Thomson Reuters und US-EIA); monatliche Mittelwerte.	80

Abbildung 33. Kointegrationsbeziehung der Zeitreihen Baltic-Dry-Index und Baltic-Dirty-Index (Software: CATS Cointegration Analysis, RATS 9.10) .....	82
Abbildung 34: (nominale saisonbereinigte) GDP-Wachstumsrate der G20-Länder (Datenquelle: OECD) im Vergleich zur Quartalsmittelwerte der (nominalen) Brent-Frontmonatspreise (Datenquelle: US-EIA).....	84
Abbildung 35: Monatliche Daten über die Industrieproduktion der OECD-Länder plus China, Indien, Russland, Brasilien, Indonesien und Südafrika (Datenquelle: OECD) im Vergleich zu den monatlichen Mittelwerten der (realen) Brent-Frontmonatspreise (Datenquelle: US-EIA) 85	
Abbildung 36: US-Verbraucherindex (1982=100) und die realen US-Importölpreise (April 2018 als Basismonat) (Datenquelle: US-Arbeitsministerium sowie US-EIA).....	86
Abbildung 37: US-FED-Umfragen zur erwarteten Inflationsrate für das jeweils kommende Jahr und die (nominalen) WTI-Kontraktpreise (monatliche Mittelwerte) mit einem Jahr Laufzeit ..	87
Abbildung 38: Oberes Diagramm: BIC-Werte für VAR(p)-Modelle mit Lag-Längen von $p=1:20$ ; Variablen: erste Differenzen der (standardisierten) Zeitreihen für erwartete Inflationsrate für das jeweils kommende Jahr (FED Umfragen) und Preise der WTI-Kontrakte mit 12 Monaten Zeit zur Lieferung; Unteres Diagramm: a) Erste Differenzen der standardisierten Zeitreihe für erwartete Inflationsrate für das jeweils kommende Jahr (FED-Umfragen) und <b>b)</b> Erste Differenzen der standardisierten Zeitreihe für Preise der WTI-Kontrakte mit 12 Monaten Laufzeit (Software: Econometrics Toolbox Matlab 2016b) .....	88
Abbildung 39: Reale WTI-Frontmonatspreise (April 2018 als Basismonat) im Vergleich zum Thomson-Reuters' US-Dollar-Index (Datenquelle: Thomson Reuters).....	90
Abbildung 40: Zeitabhängige Korrelationen zwischen den monatlichen Mittelwerten des US-Dollar-Index sowie den WTI-Frontmonatspreisen, Ergebnisse eines Engle-DCC-M-GARCH(1,1)-Modells (Software RATS 9.10) .....	91
Abbildung 41: Cleveland-Financial-Stress-Index vs. Brentspotpreise (Datenquelle: Federal Reserve Bank of Cleveland und Thomson Reuters) .....	99
Abbildung 42: Tägliche Aktienkurse der drei größten US-Ölunternehmen und die WTI-Preise (Frontmonat) (Datenquelle: Thomson Reuters) .....	100
Abbildung 43: Monatliche Durchschnitte der täglichen Handelsvolumen auf WTI und Brent an den Rohstoffterminkmärkten NYMEX und ICE (Datenquelle: Thomson Reuters) .....	104
Abbildung 44: Zusammensetzung der WTI-Gesamthandelsvolumen an der NYMEX, Monatliche Mittelwerte (Datenquelle: Thomson Reuters).....	105
Abbildung 45: Zusammensetzung der Brent-Gesamthandelsvolumen an der ICE, Monatliche Mittelwerte (Datenquelle: Thomson Reuters).....	105
Abbildung 46: Durchschnittlicher Anteil einzelner Handelstage am durchschnittlichen wöchentlichen Handelsvolumen auf WTI-Kontrakte and der NYMEX in den letzten zehn Jahren (Datenquelle: Thomson Reuters).....	107

Abbildung 47: A) Autokorrelationen der täglichen Veränderungsraten der Brent-Gesamthandelsvolumen, ICE B) Autokorrelationen der täglichen Veränderungsraten der WTI-Gesamthandelsvolumen, NYMEX.....	107
Abbildung 48: Monatliche Mittelwerte der Total-Open-Interest (Datenquelle: Thomson Reuters) .....	109
Abbildung 49: Zusammensetzung des Gesamt-Open-Interest auf WTI-Kontrakte an der NYMEX, Monatliche Mittelwerte (Datenquelle: Thomson Reuters) .....	110
Abbildung 50:Zusammensetzung des Gesamt-Open-Interest auf Brent-Kontrakte an der ICE, Monatliche Mittelwerte (Datenquelle: Thomson Reuters).....	110
Abbildung 51:US-Rohölproduktion im Vergleich zu dem Gesamt Open-Interest auf WTI und Brent sowie den Gesamthandelsvolumen an den beiden Märkten ICE und NMYEX (Datenquelle: US-EIA sowie Thomson Reuters).....	111
Abbildung 52: Standardisierte Zeitreihen des Gesamt-Open-Interest sowie der Gesamt Handelsvolumen an den beiden Öfterminmärkten NYMEX und ICE und den WTI-Frontmonatspreisen, monatliche Durschnitte (Datenquelle: Thomson Reuters).....	112
Abbildung 53: A) BIC-Werte für VAR(p)-Modelle mit Lag-Längen von $p=1$ bis 20 für die Variablen: erste Differenzen der (standardisierten) Zeitreihen für WTI-Frontmonatspreise und Gesamt-Open-Interest sowie Gesamt-Handelsvolumen an den beiden Öfterminmärkten ICE und NYMEX B) Erste Differenzen der standardisierten Zeitreihen, monatliche Mittelwerte (monatliche Mittelwerte von Januar 2000 bis Dezember 2017), (Software: Econometrics Toolbox Matlab 2016b).....	114
Abbildung 54: Überprüfung der Residuen der Gleichungen des VAR-Modelles auf Autokorrelation .....	117
Abbildung 55: Autokorrelationsprüfung der quadrierten Residuen der Gleichungen des VAR-Modelles zur Untersuchung der Heteroskedastizität .....	117
Abbildung 56: Net-Long Positionen von Index Tradern auf WTI an der NYMEX, Quartalsdaten (Datenquelle: Index Investment Data, der CFTC, siehe CFTC Ref. 11) .....	127
Abbildung 57: Entwicklung der „Assets under Management“ (AUM) der drei größten US-Ölfonds, Datenquelle: Thomson Reuters .....	128
Abbildung 58:Wöchentliche Daten über Händlerpositionen auf WTI-Terminkontrakte an der NYMEX, Futures and Options Combined, Zeitraum: 13.06.2006 bis 24.04.2018 (Datenquelle: COT-Berichte der CFTC).....	133
Abbildung 59:Wöchentliche Daten über Händlerpositionen auf Brent-Terminkontrakte an der ICE, Futures and Options Combined, Zeitraum: 01.01.2011 bis 24.04.2018 (Datenquelle: COT-Berichte der ICE) .....	134
Abbildung 60: Netto-Positionsveränderungsdaten auf WTI-Futures an der NYMEX, Zeitraum: Jan 09 bis Mai 11 (Datenquelle: Large Trader Net Position Changes Report der CFTC)....	139

Abbildung 61: Net-Buys-Positionen der Händler auf WTI-Futures an der NYMEX im Vergleich zu den wöchentlichen Mittelwerten der täglichen WTI Frontmonatspreisveränderungen (Datenquelle: Large Trader Net Position Changes Report der CFTC) .....	140
Abbildung 62: Regression der wöchentlichen Mittelwerte der täglichen WTI-Frontmonatspreisveränderungen (abhängige Variable Y) auf die Net-Buys aus den standardisierten Buys- und Sells-Positionen der Händler auf WTI-Futures an der NYMEX (erklärende Variablen X) und die $R^2$ der Regressionsgleichungen (Datenquelle: Large Trader Net Position Changes Report der CFTC) .....	140
Abbildung 63: Prozentanteile der Positionen der Händler am Gesamt-Open-Interest an den beiden Terminmärkten NYMEX sowie ICE, Datenquelle: COT-Berichte der CFTC sowie der ICE .....	143
Abbildung 64: An der NYMEX: Anteil der Positionen der Händler am Gesamt-Open-Interest (POI), rechte y Achsen, im Vergleich zu den Net-Long-Positionen der Händler, linke y-Achsen; Datenquelle: COT-Berichte der CFTC .....	145
Abbildung 65: An der ICE: Anteil der Positionen der Händler am Gesamt-Open-Interest (POI), rechte y-Achsen, im Vergleich zu den Net-Long-Positionen der Händler, linke y-Achsen; Datenquelle: COT-Berichte der ICE .....	145
Abbildung 66: Summe der Anteile der Positionen von Swap Dealern, Money Managern und Other-Reportables am Gesamt-Open-Interest der WTI-Terminkontrakte an der NYMEX als Maß für Spekulation im Vergleich zu den WTI Frontmonatspreisen; monatliche Mittelwerte; Datenquelle: COT-Berichte der CFTC sowie Thomson Reuters .....	146
Abbildung 67: Summe der Anteile der Positionen von Swap Dealern, Money Managern und Other-Reportables am Gesamt-Open-Interest der Brent-Terminkontrakte an der ICE, als Spekulative POI dieses Marktes, im Vergleich zu den Brent Frontmonatspreisen; monatliche Mittelwerte, Datenquelle: COT-Berichte der ICE sowie Thomson Reuters .....	147
Abbildung 68: Globaler Öl-Nachfrageüberhang im Vergleich zu den (nominalen) WTI-Preisen, Datenquelle: Monatliche Daten der US-EIA über das globale Öl-Angebot und die Nachfrage .....	149
Abbildung 69: Dummies für preiserhöhende D(+) sowie preissenkende Ereignisse D(-) im Vergleich zu den Ölpreisentwicklungen, Quelle: Monatliche Ölmarktberichte der Internationalen Energiebehörde sowie eigene Recherche, siehe Tabelle 5 in Kapitel 6. ....	151
Abbildung 70: Standardisierte Zeitreihen über die Industrieproduktion der OECD-Länder plus China, Indien, Russland, Brasilien, Indonesien und Südafrika als World Industrial Production, Brent Frontmonatspreise sowie MSCI World Index, Datenquellen: OECD sowie Thomson Reuters .....	152
Abbildung 71: Die im VAR-X-Modell zu untersuchenden stetigen Variablen in Absolutwerten .....	154
Abbildung 72: Die im VAR-X-Modell zu untersuchenden stetige Zeitreihen in standardisierter Form .....	155
Abbildung 73: Linkes Diagramm: Die Zeitreihen $\Delta WTI_t$ , $ED_t$ , $\Delta POI_t$ und $\Delta USD_t$ Rechtes Diagramm: BIC-Informationskriterium zur Untersuchung der Lang-Länge des VAR(p)-X-Modells .....	156

Abbildung 74: Überprüfung der Residuen der Gleichungen des VARX-Modells auf Autokorrelation .....	160
Abbildung 75: Autokorrelationsprüfung der quadrierten Residuen der Gleichungen des VARX-Modells zur Untersuchung der Heteroskedastizität .....	161
Abbildung 76: Standardisierte in das CVAR-Modell aufgenommene Zeitreihen.....	163
Abbildung 77: Überprüfung der standardisierten Residuen der ersten Gleichung des CVAR-Modelles auf Autokorrelation .....	168
Abbildung 78: Brent Forward-Kurven (Monatliche Durchschnittspreise), die schwarze Kurve zeigt die Spotpreise, Datenquelle: ICE, Thomson Reuters .....	171
Abbildung 79: WTI Forward-Kurven (Monatliche Durchschnittspreise), die schwarze Kurve zeigt die Spotpreise, Datenquelle: NYMEX, Thomson Reuters.....	172
Abbildung 80: Beispiel für die Marktsituationen (reine) Backwardation und Contango anhand zweier Brent Forward-Kurven (monatliche Durchschnittspreise), Datenquelle: ICE .....	173
Abbildung 81: Forward-Kurven von Brent und WTI im Juni 2008, monatliche Mittelwerte, Datenquelle, NYMEX, ICE, Thomson Reuters.....	174
Abbildung 82: Spot-Preise im Vergleich zu den Preisen der Terminkontrakte mit Lieferung in drei Monaten (M+3) sowie die Preisdifferenzen (Datenquelle: ICE und NYMEX, Thomson Reuters) .....	175
Abbildung 83: Ergebnisse der Modellierungen zu den Brent- und WTI-Forward-Kurven.....	176
Abbildung 84: Überprüfung der Modellgüte des eingesetzten Ansatzes zur Modellierung der Öl-Forwardkurven am Beispiel Brent-Forward-Kurven.....	177
Abbildung 85: Gegenüberstellung von St-Werten für WTI-Forward-Kurven mit den Net-Long-Positionen von Money Managers und Swap Dealers an der NYMEX (oberes Diagramm) und den bedingten Korrelationen zwischen den wöchentlichen Veränderungen in den St-Werten für WTI-Forward-Kurven und den wöchentlichen Veränderungen in den Net-Long-Positionen von Money Managers und Other-Reportables an der NYMEX.....	178
Abbildung 86: Gegenüberstellung von St-Werten für Brent-Forward-Kurven mit den: Net-Long-Positionen von Money Managers und Swap Dealers (oberes Diagramm) und den bedingten Korrelationen zwischen den wöchentlichen Veränderungen in den St-Werten für Brent-Forward-Kurven und den wöchentlichen Veränderungen in den Net-Long-Positionen von Money Managers und Other-Reportables an der ICE .....	179
Abbildung 87: Überprüfung der standardisierten Residuen der Gleichungen multivariablen GARCH-Modelle auf Autokorrelation .....	182
Abbildung 88: Gegenüberstellung der Korrelationen aus einem Engle's-DCC-M-GARCH(1,1) und einem ARMA(2,1)-Engle's-DCC-M-GARCH(1,1) .....	183

# Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: OPEC-Konferenzen und -Beschlüsse zwischen 2006 und 2017 (Quelle: Monatliche Ölmarktberichte der IEA sowie die OPEC-Angaben, eigene Recherche)	30
Tabelle 2: VAR(1)-Modellergebnisse mit Floating-Storages und Brent-Spotpreisen (Software: Econometrics Toolbox, Matlab 2016b)	54
Tabelle 3: Transportierte Volumen an Rohöl- und Erdölprodukten durch Meerengen (Quelle: US-EIA Ref. 3)	55
Tabelle 4: Produktions- und Wachstumsprognosedaten über Ölfelder in vier Regionen im Irak (Quelle: Iraq Energy Outlook der IEA, 2012)	59
Tabelle 5: Event-Analyse zu den Ölmarktereignissen und -unsicherheiten (Quelle: IEA-Ölmarktberichte sowie eigene Recherchen)	67
Tabelle 6: Ergebnisse des Johansen-Kointegrations-Tests mit den Variablen Baltic Exchange Dry Index und Baltic Exchange Dirty Index (standardisiert, wöchentliche Mittelwerte) für den Zeitraum Juli 2002 bis Juni 2018 (Software: CATS Cointegration Analysis, RATS 9.10)	81
Tabelle 7: Testergebnisse zur Auswahl der Lag-Länge (SC: Schwarz Criterion & H-Q: Hannan-Quinn Criterion) (Software: CATS Cointegration Analysis, RATS 9.10)	81
Tabelle 8: CVAR-Modellierungsergebnisse mit Variablen: Baltic-Dry-Bulk-Index sowie Baltic-Dirty-Tanker Index (Software: CATS Cointegration Analysis, RATS 9.10)	82
Tabelle 9: VAR-Modellierungsergebnisse für die Variablen: US-Inflationserwartungen und WTI-Terminkontraktpreise mit 12 Monaten Lieferzeit (Software: Econometrics Toolbox Matlab 2016b)	89
Tabelle 10: Augmented-Dickey-Fuller-Testergebnisse zur Stationaritätsüberprüfung der (ersten) Differenzen der standardisierten Zeitreihen für: WTI-Frontmonatspreise, Gesamt-Open-Interest sowie Gesamt-Handelsvolumen des Ölterminmarktes, (Software: Econometrics Toolbox Matlab 2016b)	113
Tabelle 11: Ergebnisse eines VAR(1)-Modells zur Untersuchung der Kausalitäten zwischen den WTI-Preisen und dem Gesamt-Open-Interest sowie den Gesamt-Handelsvolumen auf den beiden Märkten NYMEX und ICE (Software: Econometrics Toolbox Matlab 2016b)	114
Tabelle 12: a) Ljung-Box Q-Testergebnisse für die Autokorrelation der Residuen Gleichungen des VAR-Modells b) Kovarianz\Korrelations-Matrix der Residuen des VAR-Modells	116
Tabelle 13: Beispiel zur Berechnung der Händlerpositionen in den COT-Berichten der CFTC	122
Tabelle 14: Beispiel zur Erläuterung der Berechnung der Buys- und Sells-Positionen, angegeben im „Large Trader Net Position Changes“ (LTNPC) Bericht der CFTC	138
Tabelle 15: Regressionsergebnisse für die Gleichung $Y = \alpha \cdot X$ mit den wöchentlichen Mittelwerten der täglichen WTI Frontmonatspreisveränderungen als abhängige Variable Y und	



den Net Buys aus den standardisierten Buys und Sells-Positionen der Händler auf WTI Futures.....	141
Tabelle 16: Beispiel dafür, dass die Net-Long-Positions-Betrachtung und damit die Vernachlässigung der Spread Positionen ein falsches Bild von den Handelsaktivitäten der Händler liefern kann .....	142
Tabelle 17: Augmented Dickey-Fuller-Testergebnisse zur Stationaritätsüberprüfung der Zeitreihen in VARX-Modell (Software: Econometrics Toolbox Matlab 2016b).....	156
Tabelle 18: Ergebnisse des VAR(1)-X-Modells (Software: Econometrics Toolbox Matlab 2016b).....	157
Tabelle 19: a) Ljung-Box Q-Testergebnisse für Autokorrelation der Residuen Gleichungen des VARX-Modelles b) Kovarianz\Korrelations-Matrix der Residuen des VARX-Modelles ...	160
Tabelle 20: Johansen-Kointegrations-Testergebnisse zur Identifikation des Ranges des CVAR-Modells (Software: CATS Cointegration Analysis, RATS 9.10).....	163
Tabelle 21: Ergebnisse des CVAR-Modells (Software: CATS Cointegration Analysis, RATS 9.10).....	165
Tabelle 22: Testergebnisse zur Untersuchung der Residuen des CVAR-Modells (Software: CATS Cointegration Analysis, RATS 9.10).....	167
Tabelle 23: Engle-ARCH-Test-Ergebnisse zur Überprüfung der Heteroskedastizität.....	178
Tabelle 24: Ergebnisse des Engle-DCC-M-GARCH(1,1) zur Modellierung der bedingten Korrelationen zwischen den wöchentlichen Veränderungen in den St-Werten für WTI-Forward-Kurven und den wöchentlichen Veränderungen in den Net-Long-Positionen von Money Managers und Other-Reportables an der NYMEX.....	178
Tabelle 25: Ergebnisse des Engle-DCC-M-GARCH(1,1) zur Modellierung der bedingten Korrelationen zwischen den wöchentlichen Veränderungen in den St-Werten für Brent-Forward-Kurven und den wöchentlichen Veränderungen in den Net-Long-Positionen von Money Managers und Other-Reportables an der ICE .....	179
Tabelle 26: Testergebnisse der Autokorrelation sowie Heteroskedastizität der standardisierten Residuen der multivariablen GARCH-Modelle (Software: RATS 9.10) .....	181
Tabelle 27: Ergebnisse des Engle-DCC-M-GARCH(1,1) mit einem ARMA(2,1)-Prozess in der ersten Gleichung und einem ARMA(1,1)-Modell in der zweiten Gleichung. Modellierung der bedingten Korrelationen zwischen den wöchentlichen Veränderungen in den Net-Long-Positionen von Money Managers + Other-Reportables und den wöchentlichen Veränderungen in den St-Werten für WTI-Forward-Kurven und an der NYMEX .....	182

## Abkürzungsverzeichnis

bbl.:	Barrel
CFTC:	Commodity Futures Trading Commission
COT:	Commitments of Traders
ICE:	Intercontinental Exchange
IEA:	International Energy Agency
mb/d:	Million Barrel per Day
mln. bbl.:	Million Barrel
OPEC:	Organization of the Petroleum Exporting Countries
OECD:	Organisation for Economic Co-operation and Development
tb/d:	Thousand Barrel per Day
US-EIA:	US Energy Information Agency
USD/bbl.:	US-Dollar pro Barrel
WTI:	West Texas Intermediate
TOI:	Total Open Interest

## Danksagung

Mein erster Dank gilt Prof. Dr. Mathias Erlei, der mir die Erstellung dieser Arbeit als externe Promotion an seinem Lehrstuhl ermöglicht hat. Er hat nicht nur immer Zeit gefunden Ergebnisse und Probleme dieser Arbeit zu diskutieren, sondern stand mir auch bei allen anderen Fragen stets mit Rat und Tat zur Seite. Ich möchte mich ganz herzlich bei Frau Prof. Dr. Schenk-Mathes bedanken, die sich nach dem Verlust von Herrn Prof. Erlei bereit erklärt hat, die Erstbegutachtung meiner Arbeit zu übernehmen. Weiterhin danke ich ihr für die fachliche Unterstützung meiner Arbeit im Rahmen der Präsentationen meiner Zwischenergebnisse in den Doktorandenkolloquien des Instituts für Wirtschaftswissenschaften der Technischen Universität Clausthal. Für die wegweisende Diskussion zu den methodischen Ansätzen meiner Arbeit möchte ich mich bei Herrn Prof. Dr. Untiedt ganz herzlich bedanken. Außerdem danke ich Herrn Prof. Robert Kaufmann von der Universität Boston, dass er mir einen Forschungsaufenthalt an seinem Institut ermöglicht hat und für die anregenden Diskussionen zu meiner Promotionsarbeit. Meiner Frau danke ich besonders für den starken emotionalen Rückhalt und ihr Opfer an den vielen Wochenenden, an denen ich mich meiner Forschung widmen musste. Nicht zuletzt gilt ein großer Dank meinen fleißigen Korrekturlesern.

# Zusammenfassung

Die vorliegende Arbeit beschäftigt sich mit der Frage, ob statistisch signifikante Hinweise gefunden werden können, dass die Ölpreise nicht durch die fundamentalen Faktoren des Ölmarktes, sondern von Spekulation und Finanzialisierung des Ölmarktes bestimmt werden. Der Hauptfokus liegt dabei in den Zeitperioden 1H2007-1H2008 sowie 2H2014-2H2015. Während in dem ersten Zeitraum die Ölpreise von 50 USD/bbl. im Januar 2007 in einem steilen Aufwärtstrend bis auf 150 USD/bbl. im Juli 2008 gestiegen sind, erlebte der Ölmarkt in dem zweiten Zeitfenster einen sehr starken Preisabsturz. Die Ölpreise brachen von 110 USD/bbl. im 1H2014 bis auf 25 USD/bbl. im 2H2015 zusammen. Um die obenstehende Fragestellung zu überprüfen, wird nach Beweisen gesucht, dass diese beiden starken Ölpreisbewegungen durch Spekulation und Finanzialisierung des Ölmarktes verursacht worden sind, ohne dass die fundamentalen Faktoren solche Preisschwankungen erklären können. Dafür wird die wissenschaftliche Literatur zu den beiden Themen Spekulation auf dem Ölmarkt sowie die Finanzialisierung des Ölmarktes ausführlich untersucht und diskutiert und die Forschungsdefizite daraus abgeleitet. Bei den Literaturstudien wird festgestellt, dass trotz einer großen Anzahl von Studien zu diesen beiden Themen noch viele Forschungsdefizite bestehen. Eins der wesentlichen Forschungsdefizite stellt die Tatsache dar, dass in der Mehrheit der Studien zu diesen Themen die fundamentalen Faktoren des Ölmarktes entweder gar nicht oder sehr eingeschränkt in den Analysen und Modellierungen mitberücksichtigt worden sind. Um dieses Forschungsdefizit zu beheben, wird in der vorliegenden Arbeit eine umfassende Fundamental- und Event-Analyse zu den fundamentalen Faktoren des Ölmarktes sowie den Ereignissen auf dem Ölmarkt im Zeitraum von Januar 2006 bis April 2018 durchgeführt.

Die monatlich aufgelösten Daten der US-EIA über das globale Ölangebot und die Nachfrage zeigen, dass sich der Ölmarkt im Zeitraum 1H2007 bis 1H2008 in einer ausgeprägten Unterversorgungssituation befand. Die ausführlichen Analysen der Produktionsdaten der OPEC- und Nicht-OPEC-Länder bestätigen diesen Unterversorgungszustand (die OPEC-Beschlüsse und -Strategien sind, nach bestem Wissen des Autors, noch in keiner wissenschaftlichen Studie in so einem breiten Umfang untersucht worden). Während die Nicht-OPEC-Produktion zwischen 2004 und 2008 stagnierte, wuchs die globale Ölnachfrage sehr stark, bedingt durch eine rasant wachsende globale Wirtschaft in diesem Zeitraum. Die hohe Ölnachfrage sowie die stagnierende Nicht-OPEC-Produktion erhöhten die globale Nachfrage nach OPEC-Öl (Call on OPEC Oil) und damit die Relevanz der OPEC-Versorgung. Die Untersuchung zu der OPEC-Strategie und den -Beschlüssen in dieser Arbeit zeigen, dass die OPEC in diesem Zeitraum eine aktive Produktionskürzungsstrategie mit hoher Einhaltequote

betrieb. Des Weiteren zeigt die Event-Analyse, welche in Tabelle 5 vorgestellt wird, dass der Ölmarkt zwischen dem 1H2007 und 2H2008 neben der (historisch) engen Versorgungslage auch zusätzlich von mehreren signifikanten Versorgungsengpässen und geopolitischen Krisen betroffen war. Aufgrund eines Bürgerkrieges in Nigeria war die Ölinfrastruktur dort (Produktionsfelder, Pipelines, Ölhäfen sowie Öltanker) in diesem Zeitraum Ziel vieler militärischer Attacken gewesen. Die Untersuchung der Produktionsdaten von Nigeria sowie die Analyse der Tankerraten für die Route von Nigeria in die USA liefern weitere Hinweise auf die angespannte Versorgungslage des größten afrikanischen OPEC-Produzenten in diesem Zeitraum (im 2H2008 wird dort ein Friedensabkommen unterzeichnet). Die Event-Analyse zeigt des Weiteren wetterbedingte Versorgungsengpässe vom 1H2007 bis 1H2008: starke Hurrikans im Golf von Mexiko im Sommer 2007 und ein sehr kalter Winter in den OECD-Ländern in 2008. Wie in der Event-Analyse zu sehen ist, herrschten insbesondere im 1H2008 auch signifikante geopolitische Unruhen im Nahen-Osten. Im ölreichen Norden und Süden des Iraks gab es militärische Auseinandersetzungen um die Einnahmen und Kontrolle der signifikanten Ölfelder dort, was zu mehreren Pipeline- und Produktionsausfällen geführt hat. Auch der Streit um das Atom-Programm zwischen dem Iran, Israel und dem Westen, insbesondere Iran und Israel, erreichte seinen Höhepunkt und Iran und Israel standen kurz vor einem militärischen Krieg. Des Weiteren lösten Irans Drohungen, die Straße von Hormus im Falle eines militärischen Angriffes des Westens auf die iranischen Atomanlagen zu schließen, große Unsicherheiten auf dem Markt aus. Die Ergebnisse der Event-Analyse wurden in zwei Dummy-Variablen zusammengefasst und in die empirischen Modellierungen mitaufgenommen.

Bei der Literaturrecherche wird des Weiteren festgestellt, dass, während die Preisanstiege im 1H2007-1H2008 Gegenstand zahlreicher Studien gewesen sind, die Ursachen des starken Ölpreisverfalls zwischen dem 2H2014 und dem 2H2015 in der wissenschaftlichen Literatur noch unerforscht geblieben sind. Mit den Entwicklungen der Ölpreise in diesem Zeitraum beschäftigt sich die Studie Ansari und Kaufmann 2019 (welche im Rahmen der vorliegenden Dissertation und während des Forschungsaufenthaltes des Autors der vorliegenden Arbeit an der Universität Boston entstanden ist) und liefert statistisch signifikante Ergebnisse dafür, dass der Ölpreisverfall in dieser Periode auf die steigende US-Schieferölproduktion zurückgeführt werden kann.

Bezüglich der Frage, ob statistisch signifikante Hinweise für einen kausalen Zusammenhang zwischen den Ölpreisentwicklungen und der Finanzialisierung des Ölmarktes gefunden werden können, werden, im weiteren Verlauf der Arbeit, die Handelsvolumen sowie das Open-Interest (Anzahl der offenen bzw. nicht geschlossenen Positionen auf Öfterminkontrakte) an

den beiden Ölterminmärkten NMYEX und ICE ausführlich untersucht. Es wird gezeigt, dass die Handelsvolumen und das Open-Interest an diesen beiden Märkten seit der Jahrtausendwende signifikant gestiegen sind. Anschließend wird die Hypothese aufgestellt und untersucht, dass die Finanzialisierung des Ölmarktes die Ölpreise kausal beeinflusst. Für eine empirische Überprüfung dieser Hypothese wird ein VAR-Modell eingesetzt. Die Ergebnisse der VAR-Analyse zeigen, dass die obige Hypothese abgelehnt werden kann und die Kausalität in der Gegenrichtung liegt. Das heißt, die Ergebnisse liefern statistisch signifikante Ergebnisse dafür, dass die Ölpreise die Handelsvolumen sowie das Open-Interest der Ölterminkontrakte kausal beeinflussen und nicht umgekehrt.

Im weiteren Verlauf der Arbeit wird die nächste Forschungsfrage, ob Spekulation für die Ölpreisentwicklungen verantwortlich gemacht werden kann, in den Fokus gerückt. Zunächst wird der Begriff Spekulation definiert. Dabei wird Spekulation als Marktanteile der Teilnehmer der Ölterminmärkten definiert, deren Positionen nicht einer Absicherung eines physischen ölgebunden Geschäftes dienen, sondern aus finanziellen Motiven eingegangen werden. Im nächsten Schritt werden die wöchentlich öffentlich verfügbaren Händlerpositionsberichte (COT-Reports) der US-Rohstoffterminmarktaufsichtsbehörde (CFTC) über die Positionen der Händler an dem Rohstoffterminmarkt NYMEX sowie die COT-Daten der Aufsichtsstelle der ICE vorgestellt und die Händlerkategorisierungen dort kritisch diskutiert (die Händlerpositionen an der ICE wurden noch in keiner wissenschaftlichen Studie untersucht). Dabei wurden in dieser Arbeit auch die Positionen der Swap Dealers, welche hauptsächlich aus großen Banken bestehen, zusätzlich zu den Positionen der Händlergruppen Money Managers und Other-Reportables als spekulative Positionen betrachtet (CFTC gruppiert diese Marktteilnehmer als nicht spekulative Händler). Anschließend wird auf die signifikanten Informationsdefizite dieser Berichte hingewiesen. Die wöchentlichen COT-Berichte der CFTC stellen lediglich Momentaufnahmen dar, denn sie zeigen die Händlerpositionen, die auf Schlusskursbasis an jedem Dienstag beobachtet wurden. So kann anhand dieser wöchentlichen Daten nicht festgestellt werden, ob zwischen zwei Diensten die Ölpreise den Händlerpositionen gefolgt sind oder die Händlerpositionen die Ölpreise getrieben haben. Des Weiteren liefern die COT-Berichte keine Informationen über die Fristigkeiten der eingegangenen Terminkontrakte. So wird in der vorliegenden Arbeit die Notwendigkeit einer Bereitstellung von Daten höherer Granularität und Auflösung für bessere Analysen hervorgehoben (der Antrag des Autors der vorliegenden Arbeit bei der CFTC auf zur Verfügungstellung hochaufgelöster Daten wurde im Februar 2018 abgelehnt). Im weiteren Verlauf werden die Marktanteile der spekulativen Ölländer an den beiden Ölterminmärkten NYMEX und ICE untersucht. Es wird festgestellt, dass die spekulativen Ölländer ihre Marktanteile in Zeiten fallender Preise aufbauen und umgekehrt. Anschließend werden zwei empirische Modelle zur Untersuchung des Einflusses

der Spekulation auf die Ölpreise eingesetzt. Zur Überprüfung der Hypothese, ob Spekulation (Marktanteile der spekulativen Ölhändler) die monatlichen Veränderungen der Ölpreise erklären kann, wird ein VAR-X-Modell eingesetzt, in dem neben der Zeitreihe zur Spekulation auch die fundamentalen Daten des Ölmarktes (Differenz der Daten über die globale Ölnachfrage und das Ölangebot, US-Dollar-Index sowie die Ergebnisse der Event-Analyse als Dummy-Variablen) in die Modellierung aufgenommen werden. Die Ergebnisse des VAR-X-Modells zeigen, dass keine Kausalität von Spekulation in Richtung Ölpreise festgestellt werden kann, während für den Einfluss der fundamentalen Variablen des Modelles hohe Signifikanz nachgewiesen werden kann. Abschließend wird in einem CVAR-Modellierungsansatz die Hypothese untersucht, ob ein langfristiger Zusammenhang zwischen Spekulation und den Ölpreisen besteht. Da in dieser Analyse eine Identifikation der Langzeitdeterminanten der Ölpreise im Vordergrund steht, werden zusätzlich zur Spekulation und den fundamentalen Daten des Ölmarktes auch der MSCI-World-Index als Indikator für die Entwicklungen auf dem globalen Aktienmarkt sowie die Industrieproduktionsdaten der OECD Länder einschließlich der 6 wichtigsten Schwellländer als Barometer der globalen Weltwirtschaft in die Modellierung mit aufgenommen. Die Ergebnisse des CVAR-Modells zeigen, dass die Ölpreise in langfristiger Sicht von Ölnachfrage, Ölangebot sowie der US-Dollar-Stärke bestimmt werden. Zwischen den Ölpreisen und Spekulation kann weder ein langfristiger noch ein kurzfristiger Zusammenhang gefunden werden.

Im letzten Kapitel wird die Hypothese (zum ersten Mal in der wissenschaftlichen Literatur) aufgestellt, dass die spekulativen Ölmarktteilnehmer von den sogenannten Rollrenditen profitieren wollen und deshalb in Zeiten tiefer Backwardation ihre Net-Long-Positionen stärker aufbauen und in Zeiten flacher Öl-Forward-Kurven oder Contango-Marktsituationen ihre Net-Long-Positionen reduzieren. Es wird ein Ansatz zur Modellierung der Öl-Forward-Kurven eingesetzt, mit Hilfe dessen die Neigung der Forward-Kurven und damit die Tiefe der Ölterminmarktsituationen erfasst werden kann. Zur Analyse der Korrelationen zwischen den Net-Long-Positionen der spekulativen Ölhändler und den Marktsituationen wird ein Engle-DCC-M-GARCH(1,1)-Modell angewendet. Die Ergebnisse der Korrelationsmodellierung liefern statistisch signifikante Ergebnisse dafür, dass die Spekulanten ihre Positionen auf den beiden Ölterminmärkten NYMEX und ICE aufbauen, wenn die Preise der längerfristigen Terminkontrakte im Vergleich zu den Spotpreisen tiefer notieren (und umgekehrt). Damit stellen die Spekulanten die notwendige Liquidität für Absicherungsgeschäfte auf den Terminmärkten zur Verfügung.

# 1 Einleitung

Die industrielle Ölförderung blickt auf eine mittlerweile 160-jährige Geschichte zurück. Die ersten Ölbohranlagen wurden im Jahre 1859 im US-Bundesstaat Pennsylvania errichtet (Goldtau und Witte 2009). Während am Anfang nach einem Ersatz für das knapper und teurer werdende Walöl gesucht wurde, löste die Erfindung der Glühlampe im Jahr 1879, deren Betrieb von ölgetriebenen Generatoren abhing, eine große Nachfragerwelle für das Erdöl aus. Wenige Jahre später ließen Carl Benz, Gottlieb Daimler und Rudolf Diesel ihre modernen Verbrennungsmotoren patentieren, die ebenfalls einen ölbasierten Treibstoff brauchten. Schließlich, mit Beginn der modernen Kriegsführung, als Großbritannien nach dem ersten Weltkrieg beim Antrieb der Kriegsschiffe von Kohle auf Öl umstellte, begann endgültig das Zeitalter des Erdöls.

Bis zu den 1960er Jahren herrschte ein Kartell von sieben Ölförderungsgesellschaften (die sog. sieben Schwestern) über die globale Ölindustrie, die mit politischer und oft militärischer Unterstützung der Herkunftsstaaten den Markt regulierten. Sie wollten den jeweiligen Staaten einen sicheren Zugang zu den Erdölfeldern in den verschiedenen Weltregionen sichern. Nach dem Ende des zweiten Weltkrieges und mit der fortschreitender Dekolonialisierung sowie im Zuge der Verstaatlichungen der Erdölindustrie in vielen Produzentenländern versuchten die Hauptproduzentenstaaten durch die Gründung eines neuen Kartells, der OPEC, die Preise auf dem Markt selber zu bestimmen. Nach der Gründung der OPEC 1960 waren die Ölpreise großen Schwankungen unterworfen, z.B. 1973 durch das Embargo der arabischen Mitglieder der OPEC gegen die westlichen Staaten (im Zuge des arabisch-israelischen Krieges), 1979 durch die iranische Revolution sowie 1980 aufgrund des Iran-Irak-Krieges. Die nächsten starken Preisbewegungen waren zwischen 2007 und 2008 zu beobachten. Während in Januar 2007 ein Frontmonatskontrakt auf die Ölsorte Brent 60 USD/bbl. (US-Dollar pro Barrel) kostete, verzeichneten die Brent-Frontmonatskontrakte im 1H2008 (erste Hälfte 2008) ihre historischen Hochpreisniveaus bis auf 150 USD/bbl.. Dieser starke Preisanstieg innerhalb so kurzer Zeit hat eine breite gesellschaftliche, politische sowie wissenschaftliche Debatte über die Hintergründe dieser hohen Preiszunahme ausgelöst. Während die Politik, Medien und die zivilgesellschaftlichen Organisationen schnell einen Schuldigen gefunden hatten, nämlich die Finanzteilnehmer des Ölmarktes, bekannt als Spekulanten, sind die Ergebnisse der wissenschaftlichen Studien zu den Ölpreisschwankungen in 2008, bis heute noch, sehr gespalten. In der Wissenschaft wird der starke Preisanstieg im 1H2007-1H2008 aus zwei Blickwinkeln erforscht: Spekulation sowie Finanzialisierung des Ölmarktes. Obwohl die Begriffe Finanzialisierung des Ölmarktes und Spekulation in mehreren Studien gleichbedeutend verwendet werden, wird Finanzialisierung in der Mehrheit der Studien als die



Hypothese definiert, dass die Rohstoffe nach der Jahrtausendwende eher als Absicherungsinstrumente gegen die Unsicherheiten und Schwankungen auf dem Aktienmarkt und damit als Finanzassets gehandelt werden. Damit besteht das Hauptforschungsinteresse dieser Studien oft darin, die Kausalitäten in den Volatilitäten zu bestimmen und nach so genannten Volatilitäts-Spill-Over-Effekten zwischen dem Aktien- und dem Ölmarkt zu suchen. Auch die gestiegenen Positionen der Finanzteilnehmer (wie z.B. Index-Funds) auf den Ölterminmärkten werden in manchen Studien als Indikator für eine Zunahme der Finanzialisierung auf dem Ölmarkt gesehen. Auch für die Spekulation lässt sich in der wissenschaftlichen Literatur keine einheitliche Definition finden. Sie wird jedoch allgemein als die Abweichung der Ölpreise von ihren, nach Fundamentaldaten gerechtfertigten, Preisniveaus definiert. Die Mehrheit der wissenschaftlichen Publikationen betrachten die Handelsaktivitäten bzw. Positionen der Finanzteilnehmer auf den Ölterminmärkten als Maß für Spekulation auf dem Ölmarkt. Diese Studien haben daher zum Ziel, die Kausalitäten zwischen den Positionen der Finanzteilnehmer der Ölterminmärkte und den Ölpreisveränderungen zu bestimmen. Die Finanzteilnehmer des Ölterminmarktes bzw. die spekulativen Händler stellen die Marktteilnehmer dar, die kein physisches Interesse in gehandelten Ölterminkontrakten haben und lediglich aus den Preisbewegungen profitieren wollen. In den Kapiteln 8 und 9 wird der Stand der Wissenschaft zu den beiden Themen, Spekulation sowie Finanzialisierung des Ölmarktes dargestellt.

### **Forschungsfragen und Beitrag der vorliegenden Arbeit zur Wissenschaft**

Das Ziel der vorliegenden Arbeit besteht darin, zu erforschen, ob statistisch signifikante Hinweise für Spekulation auf dem Ölmarkt vorliegen. Ein spekulationsgetriebener Ölmarkt wird in dieser Arbeit als solcher definiert, in dem die fundamentalen Daten des Ölmarktes bei den Preisbestimmungen keine oder eine untergeordnete Rolle spielen und die Ölpreise durch die Positionen der spekulativen Marktteilnehmer auf dem Ölterminmarkt und/oder durch die Finanzialisierung des Ölmarktes getrieben werden. Durch eine umfassende Literaturstudie wird festgestellt, dass trotz der hohen Anzahl der Studien zum Thema Spekulation, noch viele Fragen zu dieser Thematik unerforscht geblieben sind. Im Folgenden werden die Forschungsfragen der vorliegenden Dissertation sowie ihr Beitrag zur Wissenschaft kurz vorgestellt:

**1) Gibt es statistisch signifikante Hinweise dafür, dass die fundamentalen Faktoren des Ölmarktes keine oder eine untergeordnete Rolle bei der Preisbestimmung spielen? Liegt kein kausaler Zusammenhang mehr vor?**

Wie in Kapitel 9 zur Literaturrecherche ausführlich gezeigt und diskutiert wird, werden in der Mehrheit der Studien zum Thema Spekulation auf dem Ölmarkt (unabhängig von ihren Ergebnissen) viele wichtige, für den Ölmarkt unverzichtbare, fundamentale Faktoren nicht mitberücksichtigt und damit die realistischen Gegebenheiten des Ölmarktes nicht mit erfasst. Um dieses Defizit zu beheben, wird in dieser Arbeit eine umfassende Event- und Fundamental-Analyse durchgeführt. Die Mehrheit der untersuchten Datensätze zu den fundamentalen Ölmarktfaktoren sowie die Event-Analyse sind, nach bestem Wissen des Autors, noch in keiner anderen wissenschaftlichen Studie eingesetzt worden. Anhand der Ergebnisse dieser Event- und Fundamental-Analyse kann der Zusammenhang zwischen den Ölpreisen und den fundamentalen Faktoren des Ölmarktes genauer untersucht werden.

**2) Gibt es einen kausalen Zusammenhang zwischen der Finanzialisierung des Ölmarktes und den Ölpreisbewegungen?**

Wie oben bereits erwähnt wurde, wird Finanzialisierung in der Mehrheit der wissenschaftlichen Studien als die Hypothese definiert, dass die Rohstoffe seit der Jahrtausendwende eher als Absicherungsinstrumente gegen die Schwankungen und Unsicherheiten auf dem Aktienmarkt gehandelt werden. Damit liegt das Forschungsinteresse dieser Studien oft darin, die Kausalitäten in den Volatilitäten zwischen dem Aktien- und dem Ölmarkt zu bestimmen. Die vorliegende Arbeit betrachtet die Finanzialisierung des Ölmarktes aus einem neuen Blickwinkel. Hier werden die beiden, seit der Jahrtausendwende kontinuierlich gestiegenen, Handelsvolumen sowie das Open Interest (noch nicht geschlossene Positionen) der Öl-Terminkontrakte als Indikator für eine erhöhte Finanzialisierung des Ölmarktes definiert. Die untersuchten Daten zu den Handelsvolumen, Open-Interest sowie die Modellierungsergebnisse liefern zum einen neue Informationen über die Zusammensetzung der gehandelten Fristigkeiten auf dem Ölterminmarkt und zum anderen neue Erkenntnisse über den kausalen Zusammenhang zwischen der Finanzialisierung des Ölmarktes und den Ölpreisbewegungen.

### 3) Gibt es einen kausalen Zusammenhang zwischen den Positionen der spekulativen Teilnehmer des Ölterminmarktes und den Ölpreisbewegungen?

Diese Fragestellung ist bis jetzt zwar die Forschungsfrage zahlreicher Studien gewesen, in der Literaturstudie werden jedoch die folgenden Forschungsdefizite festgestellt:

- a) **Datengrundlage:** In den meisten Studien werden die COT-Berichte (Commitment of Trader Reports) der CFTC (US-Rohstoffterminmarktaufsichtsbehörde) über die Händlerpositionen auf die WTI-Terminkontrakte an der NYMEX in New York zu Kausalitätsuntersuchungen zum Einfluss der Positionen der Finanzteilnehmer auf die Ölpreisbewegungen verwendet. In der Mehrheit dieser Studien fehlt jedoch eine kritische Auseinandersetzung mit der Aussagekraft dieser Daten. In der vorliegenden Arbeit wird den öffentlich verfügbaren COT-Berichten der CFTC ein wichtiger Informationsmangel für eine Kausalitätsanalyse hinsichtlich der Rolle der Spekulation bei der Ölpreisbildung zugeschrieben und es wird die Notwendigkeit einer Bereitstellung von Daten höherer Granularität für bessere Analysen hervorgehoben. Die wöchentlichen COT-Berichte der CFTC stellen lediglich Momentaufnahmen dar, denn sie zeigen die Händlerpositionen, die auf Schlusskursbasis an jedem Dienstag beobachtet wurden. Des Weiteren beinhalten diese Daten keine Information über die Fristigkeit der eingegangenen Positionen. Zusätzlich zu den CFTC Daten über die eingegangenen Positionen an der NYMEX, werden in dieser Arbeit zum ersten Mal in der Wissenschaft die COT-Daten der Aufsichtsstelle der Londoner Börse ICE über die Positionen der Händler auf die Brent-Terminkontrakte vorgestellt und mit denen an der NYMEX verglichen.
- b) **Händlergruppierung:** In vielen Studien, welche die COT-Daten der CFTC zur Analyse der Rolle der Spekulanten auf die Ölpreise verwenden, wird die Kategorisierung der Händler in den COT-Berichten nicht kritisch diskutiert. Alle dem Autor bekannten Studien behandeln die Händlergruppe Swap Dealers, welche ausschließlich aus großen Banken besteht, als keine spekulativen Ölmarktteilnehmer (wie von CFTC in den COT-Berichten angegeben). Diese Gruppierung wird in der vorliegenden Arbeit als kritisch betrachtet und deshalb werden die spekulativen Teilnehmer auf dem Ölmarkt hier neu kategorisiert.

Im weiteren Verlauf der Analyse zu der obigen Forschungsfrage werden multivariate Modelle aufgestellt, in denen neben den Positionen der spekulativen Ölmarktteilnehmer auch die fundamentalen Faktoren des Ölmarktes in monatlicher Auflösung zur Untersuchung der Ölpreisbewegungen herangezogen werden. Mit Hilfe der eingesetzten Modelle wird die Hypothese überprüft, ob die Spekulation die Ölpreise sowohl kurzfristig als auch in einem

langfristigen Zusammenhang kausal beeinflusst. Durch eine Berücksichtigung von Daten über das globale Öl-Angebot und die Nachfrage sowie die historischen geopolitischen Ereignisse in einer monatlichen Auflösung, stellen die Modellierungsergebnisse der vorliegenden Arbeit einen neuen Beitrag zur Wissenschaft hinsichtlich der Frage nach dem Einfluss der Positionen der spekulativen Ölterminmarktteilnehmer auf die Ölpreisen dar.

#### **4) Gibt es einen Zusammenhang zwischen der Terminmarktsituation und den Positionen der spekulativen Marktteilnehmer?**

In allen bisherigen Studien zum Thema Spekulation werden die Positionen der spekulativen Marktteilnehmer des Ölterminmarktes ausschließlich im Zusammenhang mit den Spot- oder Frontmonatspreisen untersucht. Die Ölterminkontrakte erstrecken sich jedoch von der Lieferung im nächsten Monat bis hin zu Lieferungen in mehreren Monaten und Jahren im Voraus, deren Preisverläufe die sogenannten Forward-Kurve sowie die Marktsituationen Backwardation und Contango bestimmen<sup>1</sup>. Zum Thema Spekulation fehlt in der Wissenschaft bis heute noch eine Analyse, welche die Entwicklung der Positionen der spekulativen Händler des Ölmarktes aus dem Blickwinkel der Marktsituationen Contango und Backwardation untersucht. Dieses Forschungsdefizit wird in der vorliegenden Arbeit durch eine empirische Analyse behoben. Es wird die Hypothese aufgestellt, dass je tiefer die Preise der längerfristigen Ölkontrakte liegen (je tiefer die Backwardation), desto höher ist die Gewinnmöglichkeit (Rollrenditen) für eine Long-Position (Kaufposition) und deshalb bauen die spekulativen Teilnehmer ihre Netto-Long-Positionen in solchen Zeiten auf und umgekehrt. Die Ergebnisse der angewendeten Korrelationsanalyse in dieser Arbeit stellen empirische Unterstützung für die obige Hypothese zur Verfügung. Da die COT-Berichte der CFTC sowie der ICE, wie oben erwähnt, keine Informationen über die Zusammensetzung der Positionen der Händler beinhalten, stellen diese Ergebnisse wichtige neue Erkenntnisse über die Handelsmotive der spekulativen Teilnehmer des Ölmarktes dar.

---

<sup>1</sup> Zur Definition von Contango und Backwardation siehe Kapitel 10

## **5) Was ist der Grund des starken Ölpreisverfalles in 2014 gewesen? Können fundamentale Faktoren des Ölmarktes diesen Preisverfall erklären?**

Während die starken Preisanstiege im 1H2008 bis jetzt Gegenstand vieler Studien gewesen sind, ist der tiefe Ölpreisverfall im 2H2014 noch in keiner Studie untersucht worden. Mit den Hintergründen dieses Preisverfalles beschäftigt sich die Studie Ansari und Kaufmann 2019, welche während des Forschungsaufenthaltes des Autors an der Universität Boston im Rahmen der vorliegenden Dissertation entstanden ist. Diese Studie liefert statistisch signifikante Ergebnisse dafür, dass die fundamentalen Faktoren des Ölmarktes, nämlich die steigenden US-Shale-Ölbohranlagen, welche zusammen mit der OPEC-Strategie in dieser Periode zu hohen Unsicherheiten und Volatilitäten auf dem Markt geführt hatten, diesen Preisverfall ausgelöst haben und ihn erklären können.

Es gibt auch ein breites Spektrum an Publikationen, die sich mit dem Thema Spekulation in Verbindung mit anderen Rohstoffen, vor allem Agrarrohstoffen beschäftigen<sup>2</sup>. Da die fundamentalen Faktoren der Agrarmärkte (Dürre, Überflutungen, Spätfrost, Befälle etc.) sich von denen des Ölmarktes stark unterscheiden, werden in der Literaturanalyse der vorliegenden Arbeit nur die Ergebnisse der Studien vorgestellt, die sich mit dem Thema Spekulation auf dem Ölmarkt befassen.

Die Arbeit ist wie folgt aufgebaut: Im nächsten Kapitel wird die Methodik dargestellt. Im Kapitel drei werden die Datenquellen vorgestellt und diskutiert. Im Kapitel 4 werden die wichtigsten physischen, fundamentalen Faktoren des Ölmarktes vorgestellt und diskutiert. Dabei werden fundamentale Faktoren wie das globale Ölangebot und die Nachfrage, die US-Ölmarktdaten, OECD-Rohöllagerbestände, OPEC- und Nicht-OPEC-Produktion, die chinesische Nachfrage und der globale Öltransport ausführlich diskutiert. Bei den Analysen im Kapitel 4 liegt das Hauptaugenmerk auf dem Zeitraum 1H2007 bis 1H2008, in dem in den Medien die Spekulation für die Preisanstiege verantwortlich gemacht wurde. Bei den Analysen zu den fundamentalen Faktoren wird auf die Ergebnisse der Literatur zu diesen Faktoren eingegangen. Des Weiteren werden die in den Studien eingesetzten Modelle und Aussagen zu den fundamentalen Faktoren inhaltlich diskutiert und bei Bedarf eigene empirische Untersuchungen durchgeführt. Im Kapitel 5 werden die geopolitische Lage in den wichtigsten Ölförderregionen diskutiert und die Produktionsdaten der wichtigsten Ölförderländer

---

<sup>2</sup> Eine gute Übersicht über Studien zum Thema Spekulation mit Agrarrohstoffen bietet das folgende Diskussionspapier: „Schadet oder nützt die Finanzspekulation mit Agrarrohstoffen? Ein Literaturüberblick zum Stand der empirischen Forschung.“, Diskussionspapier Nr. 2012-26 des Lehrstuhls für Wirtschaftsethik an der Martin-Luther-Universität Halle-Wittenberg, Halle 2012.

vorgestellt. Anschließend wird im Kapitel 6 eine ausführliche Event-Analyse zu den fundamentalen Faktoren des Ölmarktes für den Zeitraum Januar 2006 bis April 2018 durchgeführt. Die Hauptdatenquellen dieser Event-Analyse stellen die monatlichen Ölberichte der Internationalen Energiebehörde in diesem Zeitraum dar. Alle monatlichen Ölmarktberichte von Januar 2006 bis April 2018 wurden von dem Autor studiert und nach Hinweisen auf Marktereignissen, wie geopolitische Unruhen wie Tanker- und Pipelineattacken, Pipeline-Ausfälle, wetterbedingte Ereignisse durchsucht. Kapitel 7 beschäftigt sich mit den konjunkturellen sowie monetären Faktoren des Ölmarktes. Dazu werden die Zusammenhänge zwischen den Ölpreisen und der Weltwirtschaft zum einen und den US-Dollar-Entwicklungen zum anderen untersucht. Kapitel 8 stellt zunächst den Stand der Wissenschaft zum Thema Finanzialisierung des Ölmarktes vor. Anschließend werden dort die eigenen Untersuchungen zu der Thematik des Einflusses der Finanzialisierung des Ölmarktes auf die Ölpreise präsentiert. Kapitel 9 beschäftigt sich mit der Forschungsfrage hinsichtlich der Spekulation auf dem Ölmarkt. Zuerst wird der Stand der wissenschaftlichen Literatur zu dieser Thematik vorgestellt und diskutiert. Daraufhin werden die eigenen Untersuchungen zu diesem Thema präsentiert. In Kapitel 10 wird untersucht, ob zwischen den Net-Long-Positionen der spekulativen Ölmarktteilnehmer und der Ölterminmarktsituation ein Zusammenhang festgestellt werden kann. Kapitel 11 fasst die Ergebnisse zusammen.

## 2 Methodik

Hier werden die in der vorliegenden Arbeit eingesetzten Methoden der Untersuchungen zu den fundamentalen Daten sowie der Spekulation und Finanzialisierung vorgestellt.

**1) Fundamental- und Event-Analyse:** Wie in den Kapiteln 8 und 9 gezeigt wird, werden in der Mehrheit der Studien zu den Themen Spekulation auf dem Ölmarkt sowie Finanzialisierung des Ölmarktes die dort eingesetzten Modellierungen ohne eine ausreichende Berücksichtigung der fundamentalen Faktoren des Ölmarktes durchgeführt. Daher haben die Kapiteln 4 bis 7 das Ziel, die fundamentalen Faktoren des Ölmarktes vorzustellen und deren Entwicklungen in dem Zeitraum 1H2007 bis 1H2008 genau zu analysieren. In diesen Kapiteln wird durch umfassende Fundamental- und Event-Analysen hervorgehoben, wie komplex der Ölmarkt ist und dass er aus vielen fundamentalen Faktoren besteht und deshalb die Ergebnisse der Studien, in denen diese Faktoren keine Berücksichtigung finden, als mangelhaft betrachtet werden können. Zusätzlich zu den Event- und Fundamentalanalysen werden in der vorliegenden Arbeit auch empirische Modelle zur Untersuchung der Zusammenhänge eingesetzt. Die Modelle stellen in der Wissenschaft gängige Modellierungsansätze zu Kausalitätsuntersuchungen dar.

**Granger-Kausalität:** als Granger-Kausalität werden in der vorliegenden Arbeit die Hinweise für statistisch-signifikante Zusammenhänge zwischen den Variablen verstanden, welche mittels empirischer Hypothesentests ermittelt werden. Laut Granger 1969 besteht eine Granger-Kausalität von Variablen  $X$  in Richtung Variable  $Y$  (oder  $X$  ist Granger-kausal für  $Y$ ) wenn in der folgende Gleichung:

$$Y_t = \beta_0 + \beta_1 Y_{t-1} + \dots + \beta_p Y_{t-p} + \alpha_1 X_{t-1} + \dots + \alpha_p X_{t-p} + \epsilon_t$$

die Null-Hypothese eines F-Testes, nämlich dass  $\alpha_1 = \alpha_2 = \dots = \alpha_p = 0$ , abgelehnt werden kann. In den folgenden Untersuchungen wird von einer Granger-Kausalität von Variablen  $X$  in Richtung Variable  $Y$  ausgegangen, wenn in einem multivariablen System wie z.B.:

$$Y_t = c_1 + \beta_1 Y_{t-1} + \alpha_1 X_{t-1} + \epsilon_1$$

$$X_t = c_2 + \beta_2 X_{t-1} + \alpha_2 Y_{t-1} + \epsilon_2$$

in der ersten Gleichung die Null-Hypothese eines t-Testes, nämlich dass  $\alpha_1 = 0$ , nicht abgelehnt werden kann, während in der zweiten Gleichung die Null-Hypothese eines t-Testes, dass  $\alpha_2 = 0$ , abgelehnt wird (siehe Studenmund 2006 sowie Lütkepohl 2006 für mehr Diskussionen über Granger-Kausalität).

In der vorliegenden Arbeit werden hauptsächlich folgende drei empirische Modellierungsansätze angewendet:

**2) VAR- und VAR-X-Modellierungen zu Kausalitätsuntersuchungen:** An vielen Stellen der vorliegenden Arbeit wird ein VAR (Vector Autoregressive)-Modellierungsansatz zur Überprüfung der Kausalitäten zwischen den untersuchten Variablen angewendet. Ein VAR(p)-Modell mit drei Variablen  $Y_1$ ,  $Y_2$  und  $Y_3$  kann wie folgt dargestellt werden:

$$\begin{bmatrix} Y_{1,t} \\ Y_{2,t} \\ Y_{3,t} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} c_1 \\ c_2 \\ c_3 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \beta_{11,1} & \beta_{12,1} & \beta_{13,1} \\ \beta_{21,1} & \beta_{22,1} & \beta_{23,1} \\ \beta_{31,1} & \beta_{23,1} & \beta_{33,1} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} Y_{1,t-1} \\ Y_{2,t-1} \\ Y_{3,t-1} \end{bmatrix} + \dots + \begin{bmatrix} \beta_{11,p} & \beta_{12,p} & \beta_{13,p} \\ \beta_{21,p} & \beta_{22,p} & \beta_{23,p} \\ \beta_{31,p} & \beta_{23,p} & \beta_{33,p} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} Y_{1,t-p} \\ Y_{2,t-p} \\ Y_{3,t-p} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \varepsilon_{1,t} \\ \varepsilon_{2,t} \\ \varepsilon_{3,t} \end{bmatrix}$$

wobei  $c_1$ ,  $c_2$  und  $c_3$  die Konstanten der VAR-Gleichungen sind,  $\varepsilon_{1,t}$ ,  $\varepsilon_{2,t}$  und  $\varepsilon_{3,t}$  die Residuen der VAR-Gleichungen darstellen und  $\beta_{ij,k}$  den Einfluss des  $k$ -ten Vergangenheitswerts der Variable  $j$  auf die Variable  $i$  im Zeitpunkt  $t$  präsentiert. Ähnlich dazu kann ein VAR-X-Modell mit einer Lag-Länge von 1 mit drei endogenen Variablen  $Y_1$ ,  $Y_2$  und  $Y_3$  und drei exogenen Parametern  $X_1$ ,  $X_2$  und  $X_3$  wie folgt präsentiert werden:

$$\begin{bmatrix} Y_{1,t} \\ Y_{2,t} \\ Y_{3,t} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} c_1 \\ c_2 \\ c_3 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \beta_{11} & \beta_{12} & \beta_{13} \\ \beta_{21} & \beta_{22} & \beta_{23} \\ \beta_{31} & \beta_{23} & \beta_{33} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} Y_{1,t-1} \\ Y_{2,t-1} \\ Y_{3,t-1} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \gamma_{11} & \gamma_{12} & \gamma_{13} \\ \gamma_{21} & \gamma_{22} & \gamma_{23} \\ \beta_{31} & \gamma_{23} & \gamma_{33} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} X_{1,t} \\ X_{2,t} \\ X_{3,t} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \varepsilon_{1,t} \\ \varepsilon_{2,t} \\ \varepsilon_{3,t} \end{bmatrix}$$

Für mehr Informationen über VAR-Modellierungsansätze siehe Lütkepohl 2006. Da die VAR-Modelle die Stationarität der untersuchten Variablen voraussetzen, werden die Zeitreihen, welche (oft) die monatlichen Differenzen der untersuchten Variablen darstellen - bevor sie in die VAR-Modellierungen aufgenommen werden- auf Stationarität getestet. Dafür wird der Dickey-Fuller-Test angewendet (siehe Dickey und Fuller 1979). Der Dickey-Fuller-Test überprüft die Nullhypothese, dass die Zeitreihe nicht stationär ist gegen die Alternativhypothese, dass sie stationär ist. Auch die visuelle Überprüfung der Zeitreihen in Differenzen wird zur Stationaritäts-Kontrolle verwendet. Für die Auswahl der Lag-Länge  $p$  des Modelles wird das Bayesianische Informationskriterium (BIC) verwendet (siehe Schwarz und Gideon 1978). Bei den BIC-Testergebnissen weist der niedrigste Testwert auf die beste Lag-Länge hin. Zusätzlich zu dem BIC-Test wird die (ACF) Autokorrelationsfunktion (siehe Hamilton 1994) zur Untersuchung der Autokorrelationen in den untersuchten Zeitreihen angewendet. Die Modelle wurden mit Hilfe von Matlab 2017b sowie RATS 9.10 berechnet.

**3) CVAR-Modell zur Untersuchung der langfristigen Zusammenhänge:** Wenn das Forschungsinteresse darin liegt, zu überprüfen, ob die Entwicklung der untersuchten Variablen im langfristigen Zusammenhang voneinander abhängen, wird ein Cointegrated VAR-Modell



eingesetzt. Ein CVAR-Modell mit drei Variablen kann wie folgt dargestellt werden (siehe Juselius 2006 sowie Johansen 1996 für mehr Information über CVAR-Modellierung):

$$\Delta Y_t = \Pi Y_{t-1} + A \Delta Y_{t-1} + u_t \quad \text{wo } \Pi = \alpha \beta'$$

wo  $\Delta Y_t$  ein  $p \times 1$  Vektor der untersuchten Variablen ist ( $p$  steht für die Anzahl der Variablen);  $\alpha$  ein  $p \times r$  Vektor für die Korrekturterme ist ( $r$  stellt den Rang des Modelles dar),  $\beta'$  ein  $r \times p$  Vektor für die Parameter der Kointegrationsgleichungen ist;  $A$  ( $p \times p$ ) die Regressionskoeffizienten beinhaltet und  $u_t$  ( $p \times 1$ ) die Residuen der Gleichungen präsentiert. Der Vektor  $\beta'$  stellt die langfristigen Beziehungen zwischen den untersuchten Variablen dar. Die Gleichung oben kann für 2 Variablen mit einem Rang von 1 wie folgt geschrieben werden:

$$\Delta Y_{1,t} = \alpha_1(\beta_1 Y_{1,t-1} + \beta_2 Y_{2,t-1}) + a_{11} \Delta Y_{1,t-1} + a_{12} \Delta Y_{2,t-1} + u_{1,t}$$

$$\Delta Y_{2,t} = \alpha_2(\beta_1 Y_{1,t-1} + \beta_2 Y_{2,t-1}) + a_{21} \Delta Y_{1,t-1} + a_{22} \Delta Y_{2,t-1} + u_{2,t}$$

Das Ziel eines Fehlerkorrekturmodell (CVAR) besteht darin zu überprüfen, ob es zwischen den untersuchten Variablen langfristige Beziehungen (in Höhe von  $r$ ) gibt und die Zeitreihen sich um diese Gleichungen herum langfristig entwickeln. Durch die (Korrektur-)Parameter im Vektor  $\alpha$  wird sichergestellt, dass die Abweichungen von den langfristigen Beziehungen korrigiert werden und die Zeitreihe zu ihrem langfristigen Gleichgewicht, mit den in der Kointegrationsgleichung beteiligten Variablen, zurückkehrt. Für die Bestimmung des Ranges des Modelles wird der Johansen-Kointegrationstest (Trace-Test) angewendet.

**4) Engle-DCC-M-GARCH zur Untersuchung der zeitabhängigen Korrelationen:** Zur Berechnung der zeitabhängigen Korrelationen zwischen den untersuchten Variablen wird in der vorliegenden Arbeit das ‚Dynamic Conditional Correlation Multivariate GARCH Model‘ von Engle verwendet (siehe Engle 2002). Ein Engle-DCC-M-GARCH(1,1)-Modell für  $i = 1 \dots n$  Variablen kann wie folgt dargestellt werden<sup>3</sup>:

$$Y_t = \mu + \varepsilon_t ; \quad \text{wo } Y_t = \begin{bmatrix} y_1 \\ y_2 \\ \vdots \\ y_n \end{bmatrix}, \mu_t = \begin{bmatrix} \mu_1 \\ \mu_2 \\ \vdots \\ \mu_n \end{bmatrix} \quad \text{wo } \varepsilon_t = \sqrt{H_t} \cdot \epsilon_t, \epsilon_t \sim i.i.d. (0,1) \text{ und } H_t = D_t R_t D_t \quad (1)$$

$H_t$  ist die Kovarianzmatrix und  $D_t$  ist eine diagonale Matrix bestehend aus univariablen GARCH(1,1) Volatilitäten  $h_{i,t}$ :

---

<sup>3</sup> Für eine kritische Betrachtung der Engle's DCC-MGARCH-Modellierung siehe Aielli 2013.

$$D_t = \begin{bmatrix} \sqrt{h_{1,t}} & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & \sqrt{h_{2,t}} & \cdots & \vdots \\ \vdots & \ddots & \ddots & 0 \\ 0 & \cdots & 0 & \sqrt{h_{n,t}} \end{bmatrix} \text{ mit } h_{i,t} = c_i + \lambda_i \varepsilon_{i,t-1}^2 + \theta_i h_{i,t-1} \quad (2)$$

$$\text{für } H_t \text{ gelten die Bedingungen } \begin{cases} \alpha, \beta > 0 \\ \alpha + \beta < 1 \\ \forall i = 1, \dots, n \ c_i > 0, \lambda_i + \theta_i < 1 \end{cases} \quad (3)$$

$R_t$  ist die  $(n \times n)$  bedingte Korrelationsmatrix:  $R_t = Q_t^{*-1} Q_t Q_t^{*-1}$

$$\text{wo } Q_t = (1 - \alpha - \beta) \cdot \bar{Q} + \alpha \cdot \xi_{t-1} \cdot \xi'_{t-1} + \beta Q_{t-1} \quad (4)$$

$$\text{und } \xi_t = \begin{bmatrix} \xi_{1,t} \\ \vdots \\ \xi_{n,t} \end{bmatrix} \text{ und } \xi_{i,t} \text{ sind die standardisierten Residuen laut } \xi_{i,t} = \frac{\varepsilon_{i,t}}{\sqrt{h_{i,t}}} \quad (5)$$

$\bar{Q}$  ist die  $(n \times n)$  unbedingte Kovarianzmatrix der standardisierten Residuen  $\bar{Q} = \text{cov}(\xi_t, \xi'_t)$  (6)

$$\text{und } Q_t^{*-1} = \begin{bmatrix} \frac{1}{\sqrt{Q_{1,t}}} & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & \frac{1}{\sqrt{Q_{2,t}}} & \cdots & \vdots \\ \vdots & \ddots & \ddots & 0 \\ 0 & \cdots & 0 & \frac{1}{\sqrt{Q_{n,t}}} \end{bmatrix} \quad (7)$$

Die Korrelationsmatrix  $R_t$  beinhaltet die zeitabhängigen Korrelationen:

$$R_t = \begin{bmatrix} 1 & \rho_{12,t} & \cdots & \rho_{1n,t} \\ \rho_{12,t} & 1 & \cdots & \vdots \\ \vdots & \ddots & \ddots & \rho_{n-1,n,t} \\ \rho_{1n,t} & \cdots & \rho_{n-1,n,t} & 1 \end{bmatrix} \quad (8)$$

Folglich kann ein Engle-DCC-M-GARCH(1,1)-Modell für zwei Variablen  $Y_1$  und  $Y_2$  (welche die monatlichen Differenzen der entsprechenden Zeitreihen präsentieren) wie folgt dargestellt werden:

$$\begin{bmatrix} Y_{1,t} \\ Y_{2,t} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mu_1 \\ \mu_2 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \varepsilon_{1,t} \\ \varepsilon_{2,t} \end{bmatrix} \text{ wo } \varepsilon_t = \sqrt{H_t} \cdot \epsilon_t ; H_t = D_t R_t D_t \text{ und } R_t = Q_t^{*-1} Q_t Q_t^{*-1}$$

$$D_t = \begin{bmatrix} \sqrt{h_{1,t}} & 0 \\ 0 & \sqrt{h_{2,t}} \end{bmatrix} \text{ wo } h_{1,t} = c_1 + \lambda_1 \varepsilon_{1,t-1}^2 + \theta_1 h_{1,t-1} \text{ und } h_{2,t} = c_2 + \lambda_2 \varepsilon_{2,t-1}^2 + \theta_2 h_{2,t-1}$$

$$\text{und } Q_t = (1 - \alpha - \beta) \cdot \bar{Q} + \alpha \cdot \xi_{t-1} \cdot \xi'_{t-1} + \beta Q_{t-1}$$

Das heißt, bei einer Schätzung eines Engle-DCC-M-GARCH(1,1)-Modells zur Berechnung der zeitabhängigen Korrelationen der zwei untersuchten Variablen werden die folgenden Modellparameter geschätzt:  $\mu_1$ ,  $\mu_2$ ,  $c_1$ ,  $c_2$ ,  $\lambda_1$ ,  $\lambda_2$ ,  $\theta_1$ ,  $\theta_2$ ,  $\alpha$  und  $\beta$ . Die Koeffizienten  $\mu_1$  und  $\mu_2$  stellen die Konstanten der stochastischen Prozesse der monatlichen Differenzen dar.  $c_1$  und  $c_2$  zeigen die Konstanten der Volatilitätsgleichungen.  $\lambda_1$  und  $\lambda_2$  stellen die sogenannten ARCH-Parameter der Volatilitätsgleichungen dar, während die Koeffizienten  $\theta_1$  und  $\theta_2$  die sogenannten GARCH-Parameter präsentieren<sup>4</sup>.

**Abgrenzung der Methodik:** Die Methodik dieser Arbeit wird auf die gängigen empirischen Methoden in der Literatur zum Thema Spekulation beschränkt. Die oben vorgestellten drei Modellierungsansätze, nämlich VAR und VAR-X, CVAR und Engle-DCC-M-GARCH stellen die meist eingesetzten ökonometrischen Modellen in der Wissenschaft zum Thema Spekulation dar. Anwendung und Diskussion weiterer Modelle wie MS-VAR (Markov-Switching VAR), SVAR (Structural VAR), SVAR-X, MS-SVAR, SVAR(-X)-MGARCH(-X), MS-CVAR oder CVAR-MGARCH würden den Rahmen der Arbeit sprengen.

---

<sup>4</sup> Für einen Überblick über Multivariable GARCH-Modelle siehe Bauwens et al. 2006.

### 3 Daten

In diesem Abschnitt wird ein Überblick über die Ölmarktdatenquellen gegeben und eine Auswahl der Datenquellen zur Anwendung in den Analysen dieser Arbeit getroffen. Es ist wichtig anzumerken, dass es keine Live-Daten über den globalen Ölmarkt gibt. Die Daten aller Anbieter, die im Folgenden vorgestellt werden, weisen einen Zeitverzug von mindestens einem Monat auf (die kleinste Granularität für die globalen Ölmarktdaten). Des Weiteren ist es wichtig zu wissen, dass es nicht die eine Datenbank über den Ölmarkt gibt. Es gibt eine große Anzahl an Datenanbieter auf dem Ölmarkt. Während kleine Anbieter sich auf bestimmte Regionen spezialisiert haben, wie z.B. Singapur, Dubai, Houston oder ARA (Antwerpen-Rotterdam-Amsterdam), bieten die großen Energie- und Beratungskonzerne zusätzlich auch Daten über den globalen Ölmarkt. Konzerne wie BP, Platts, Genscape, Herren, Wood Mackenzie, Bloomberg und Thomson Reuters bieten jeweils Daten und Analysen zu dem globalen Rohöl- sowie Erdölproduktenmarkt an, welche oft sehr kostspielig zu erwerben sind<sup>5</sup>. Die wichtigsten Daten des Ölmarktes stellen die frei verfügbaren Daten und Analysen der folgenden Organisationen dar:

- Internationale Energiebehörde (IEA: International Energy Agency),
- US-Energieinformationsbehörde (US-EIA: US Energy Information Agency) und
- OPEC

Die Internationale Energiebehörde sowie die OPEC veröffentlichen monatlich (in der Regel Mitte jeden Monats) jeweils einen umfassenden Bericht zu den Ölmarktentwicklungen des vorherigen Monats. Des Weiteren geben die beiden Organisationen in diesen Berichten ihre Prognosen zu Angebot und Nachfrage für den Rest des laufenden Jahres sowie für das kommende Jahr ab. Hier ist ebenfalls wichtig zu erwähnen, dass die Daten dieser Organisationen über den vergangenen Monat sehr häufig in den darauffolgenden Berichten aktualisiert und angepasst werden. Der Grund dafür ist, dass zwischen zwei Veröffentlichungen dieser Organisationen immer neue Daten über die vergangenen Perioden zur Verfügung gestellt werden. Zum Beispiel kann in einem April-Bericht der Internationalen Energiebehörde eine OPEC-Produktion von 32 mb/d für März angegeben werden und in dem nächsten Bericht im Mai kann folgendes stehen: „Die OPEC Produktion stieg im April um 1 mb/d auf 33,2 mb/d“. Das zeigt, dass die neuen Daten, die der IEA zwischen diesen zwei Berichten eingegangen sind, nun zeigen, dass die OPEC im März eine Produktion von 32,2

---

<sup>5</sup> Der Autor hatte während seiner Dissertationszeit Zugang auf Bloomberg und Thomson Reuters.

mb/d gehabt hat. In dieser Arbeit werden die Daten zugrunde gelegt und angewendet, die zum Zeitpunkt der Veröffentlichung angegeben wurden und die rückläufigen Anpassungen für die vergangenen Monate werden nicht berücksichtigt.

Die Erfahrungen des Autors als Ölpreisanalyst eines Energiehandelsunternehmens zeigen, dass die IEA-Berichte in der Regel einen größeren Preiseffekt bei der Veröffentlichung auslösen als die OPEC-Berichte. Dies kann daran liegen, dass die OPEC ein Kartell von ölproduzierenden Länder ist, das im Endeffekt eine Absicherung der finanziellen Interessen der Mitgliedsländer auf dem Ölmarkt zum Ziel hat und der Markt deshalb weniger Vertrauen in die OPEC-Daten als in die Daten der Internationalen Energiebehörde hat. Auch aus dem Grund, dass die veröffentlichten Daten in den OPEC-Berichten von denen in den Berichten der Internationalen Energiebehörde abweichen können (und das tun sie oft), werden in dieser Arbeit nur die Daten der Internationalen Energiebehörde für den globalen Ölmarkt (einschließlich der OPEC-Produktionsdaten) zugrunde gelegt und für die Analysen verwendet. Für die Event-Analyse, die in Kapitel 6 vorgestellt wird, dienten ebenfalls die monatlichen Berichte der IEA als Hauptquellen der Analyse.

Auf der US-Ölmarktseite veröffentlicht die US-Energieinformationsbehörde wöchentlich, in der Regel mittwochs (um 16:30 Uhr deutscher Zeit), die US-Ölmarktdaten. Die wichtigsten Daten sind dabei die US-Rohölproduktion sowie die US-Lagerbestände an Rohöl (exklusive strategischer Reserven), Benzin und Destillaten. Die US-Ölmarktdaten werden in Kapitel 4.2 ausführlich diskutiert. Da die IEA- und OPEC-Berichte in einem monatlichen Intervall veröffentlicht werden, gelten die wöchentlichen US-Ölmarktdaten als quasi Live-Data des Ölmarktes. Des Weiteren ist die US-EIA die einzige Organisation, die monatliche Daten über das globale Öl-Angebot und die Nachfrage veröffentlicht. Die IEA- und OPEC-Berichte beinhalten lediglich Quartalsdaten über die globale Ölnachfrage. Für die Analysen zum US-Markt sowie für Daten über das globale Öl-Angebot und die Nachfrage wird in der vorliegenden Arbeit auf die Daten der US-Energieinformationsbehörde zurückgegriffen.

Weitere Daten über die fundamentalen Faktoren des Ölmarktes sowie die Ölterminpreise werden aus Thomson Reuters gewonnen. Für Analysen der Positionen der Händler an den Ölterminmärkten NYMEX und ICE werden die COT-Berichte der CFTC (US-Rohstoffterminmarktaufsichtsbehörde) sowie die COT-Berichte der Aufsichtsstelle der Börse ICE verwendet. Die gesamten Daten, die in der vorliegenden Arbeit verwendet wurden, sind in einer CD beigelegt.

## 4 Physische fundamentale Faktoren

In diesem Kapitel werden die wichtigsten physischen fundamentalen Faktoren des Ölmarktes vorgestellt und diskutiert. Bei den Untersuchungen zu den fundamentalen Faktoren wird auch auf die Ergebnisse der Literatur zu diesen Faktoren eingegangen. Des Weiteren werden die in der Literatur eingesetzten Modelle und Aussagen zu fundamentalen Faktoren inhaltlich diskutiert und bei Bedarf eigene empirische Analysen durchgeführt.

### 4.1 Qualität des Rohöles

Die physikalischen Eigenschaften der Lagerstätte, aus der das Rohöl gefördert wird, wie z.B. Druck und Gesteinseigenschaften, bestimmen die Qualität des Rohöles (Schwefelgehalt, Viskosität oder Siedepunkt etc.). Die Lagerstätteneigenschaften jedes Ölfeldes sind wie ein Fingerabdruck einzigartig. Aus diesem Grund können selbst die geförderten Ölsorten innerhalb eines kleinen Gebiets sehr unterschiedliche Eigenschaften aufweisen. Zum Beispiel bieten die Vereinigten Arabischen Emirate (flächenmäßig vergleichbar mit Bayern) mehr als 13 Ölsorten<sup>6</sup> an oder in der Nordsee, wo allein in den Gewässern von Großbritannien 23 verschiedenen Ölsorten gefördert werden<sup>7</sup>. Kohli und Morey 1990 sowie Kaufmann und Banerjee 2014 analysieren den Einfluss der physikalischen Eigenschaften von verschiedenen Ölsorten auf die Preise (Schwefelgehalte, Stockpunkt, Dichte, Dampfdruck). Um bei der Preisbestimmung einen Referenzpunkt zu haben, wird eine bestimmte Ölsorte als Benchmark zugrunde gelegt. Die Spotpreise der Ölsorten Brent Blend (North Sea) und WTI (West Texas Intermediate) werden in der Regel als globale Benchmarks herangezogen. Die WTI-Sorte ist ein leichtes, schwefelarmes (süßes) Rohöl, welches in den konventionellen Ölfeldern in Texas, USA gefördert wird. Des Weiteren werden der Spotpreis von Fateh Crude (Dubai, U.A.E.) oder der OPEC-Korbpreis ebenso als Referenzpreise herangezogen.

Die Qualität des Rohöles ist für die Erdölverarbeitung von großer Bedeutung. Je größer der Schwefelgehalt, desto aufwändiger und entsprechend teurer wird die Destillation des Rohöles zur Herstellung von so genannten Light Petroleum Products. Die Infrastruktur und Verarbeitungsprozesse von Raffinerien werden auf Basis der Eigenschaften einer bestimmten

---

<sup>6</sup> Ölsorten von U.A.E.: Abu Al Bukhoosh, Dubai, El Bunduq, Fateh, Margham Light, Mubarek, Sharjah, Mubarratz, Murban, Sharjah Condensate, Umm Shaif, Zakum Lower, Zakum Upper.

<sup>7</sup> Ölsorten Nord Sea, Großbritannien: Alab, Argyll, AUK, Beatrice, Beryl, Brae, Brent, Cormorant North, Cormorant South, Dunlin, Flotta, Fortis Blend, Fortis Blend Light, Fulmar, Hutton, Kittiwake, Magnus, Maureen, Montrose, Ninian Blend, Piper, Tartan, Thistle, Murchison.

Ölsorte entwickelt und aufgebaut. Aus diesem Grund benötigen die meisten Raffinerien immer ein bestimmtes Rohöl als Input. Eine Umstellung der Infrastruktur einer Raffinerie zur Verarbeitung einer anderen Ölsorte ist in der Regel mit großem Aufwand verbunden. Deshalb verfügen die Raffineriebetreiber über geringe Flexibilität, die Preisunterschiede zwischen verschiedenen Ölsorten (Spreads) auszunutzen. Zum Beispiel kann eine Chinesische Raffinerie, deren Prozesse zur Verarbeitung der Ölsorte Arab Light aus Saudi-Arabien ausgelegt sind, kein Leichtöl aus dem Iran (kurzfristig betrachtet) verarbeiten. Es sei denn, der Betreiber möchte seinen Lieferanten langfristig wechseln (z.B. aus Versorgungssicherheitsgründen) und wird so entsprechend die Prozesse seiner Raffinerie auf die physikalischen Eigenschaften der neuen Ölsorte anpassen müssen.

## 4.2 Globales Öl-Angebot und Nachfrage

Die kleinste Granularität der verfügbaren Daten über die globale Ölnachfrage stellen die monatlichen Daten der US-EIA dar. Auch auf der Angebotsseite verfügt man nur über monatliche Daten des globalen Ölangebots, welche OPEC, IEA sowie US-EIA Mitte jeden Monats für den vergangenen Monat veröffentlichen. Abbildung 1 präsentiert die monatlich aufgelösten Daten der US-EIA über das globale Ölangebot und die Nachfrage von Juni 2006 bis April 2018 und vergleicht diese mit den monatlichen Mittelwerten der Brent-Spotpreise.

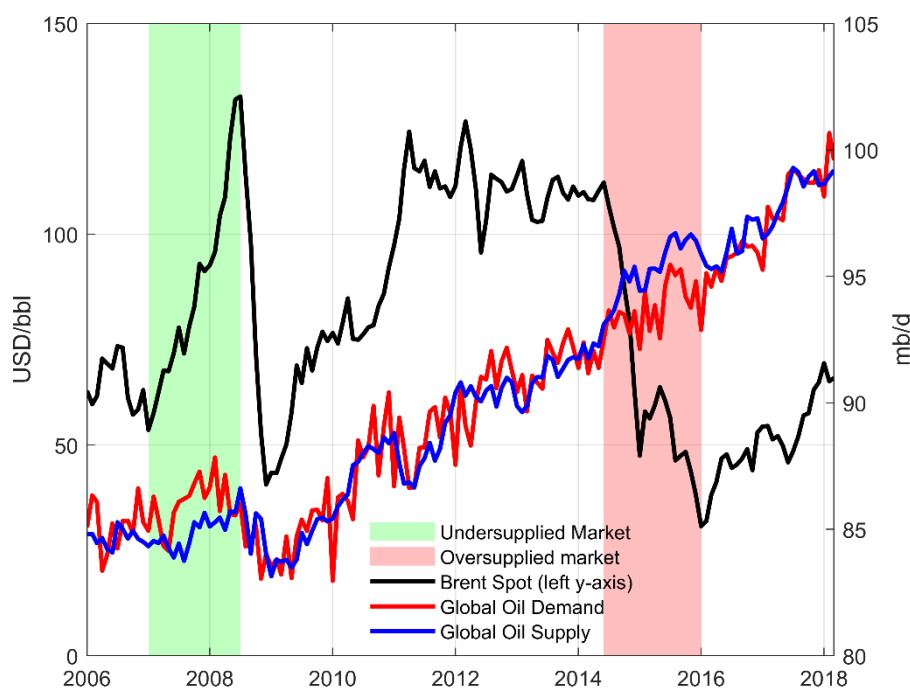


Abbildung 1: Monatliche Daten über das globale Ölangebot und die Nachfrage (Datenquelle: US-EIA)

Anhand dieser Abbildung kann man feststellen, dass die starken Ölpreisbewegungen in 2008 sowie in 2014 mit zwei ausgeprägten Unterversorgungs- (1H2007-1H2008) und Überversorgungssituation (2H2014-2H2015) koinzidieren. Von Anfang 2007 bis Mitte 2008 befand sich der Markt in einer ausgeprägten Unterversorgungssituation. Wie in den kommenden Abschnitten dargestellt wird, hatten mehrere fundamentale Faktoren zu dieser Unterversorgungssituation geführt, wie z.B.:

- OPEC-Kürzungsvereinbarungen in dieser Periode,
- historisch niedrige OPEC-Produktionszusatzkapazitäten,
- stagnierende Nicht-OPEC-Produktion und
- eine stark wachsende globale Wirtschaft in diesem Zeitraum auf der Nachfrageseite.

In 2014 hingegen erlebte der Markt eine nicht dagewesene Überversorgungssituation, in der OPEC mit einer Überschwemmungsstrategie die US-Shale-Oil-Industrie aus dem Markt vertreiben wollte. Ansari und Kaufmann 2019 beschäftigen sich mit dem Preisverfall in 2014 und dem Zusammenhang zwischen der OPEC-Strategie in dieser Zeit und der Entwicklung der US-Shale-Oil-Industrie. Das Angebot-Nachfrage-Gleichgewicht, nämlich die Differenz zwischen dem globalen Ölangebot und der Nachfrage, stellt eine der wichtigsten Variablen in den empirischen Analysen der vorliegenden Arbeit dar (siehe Kapitel 9).

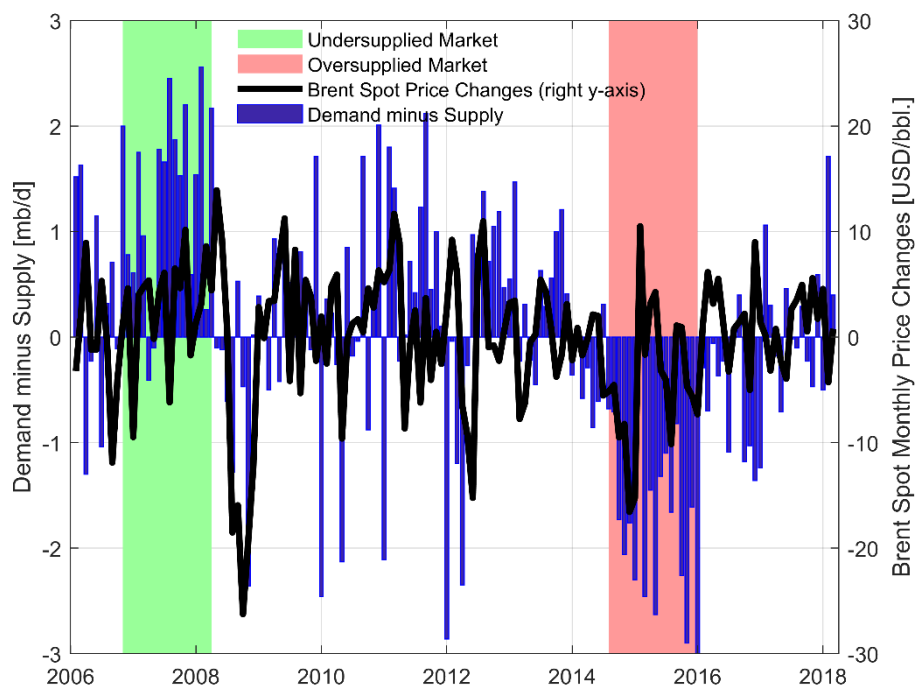


Abbildung 2: Globales Öl-Angebot-Nachfrage-Gleichgewicht vs. Brent-Spotpreisveränderungen (Datenq. US-EIA)



## 4.3 US-Ölmarktdaten

Der US-Primärenergieverbrauch ist sehr stark Erdöl-abhängig. Laut US-Energieinformationsbehörde (siehe Abbildung 3) wurde 37% des US-Primärenergiebedarfs im Jahr 2016 durch Erdöl abgedeckt. Des Weiteren, wie im nächsten Abschnitt ausführlich diskutiert wird, sind die USA der größte Rohölverbraucher der Welt. Deshalb haben die US-Ölmarktdaten eine hohe Relevanz für die Ölpreise. Die US-Energieinformationsbehörde veröffentlicht wöchentlich (in der Regel mittwochs um 16:30 Uhr deutscher Zeit) aktuelle US-Ölmarktdaten für die vergangene Woche. Die wichtigsten Daten sind dabei die US-Rohölproduktion sowie die US-Lagerbestände an Rohöl (exklusive strategischer Reserven), Benzin und Destillaten. Während die globalen Daten des Ölmarktes mit großer Zeitverzögerung zur Verfügung stehen (wie in Kapitel 3 erwähnt, werden die IEA- und OPEC-Berichte in einem monatlichen Intervall veröffentlicht), gelten die wöchentlichen US-Ölmarktdaten als die quasi Live-Daten des Ölmarktes. In den folgenden Abschnitten werden die US-Ölmarktdaten der US-IEA vorgestellt.

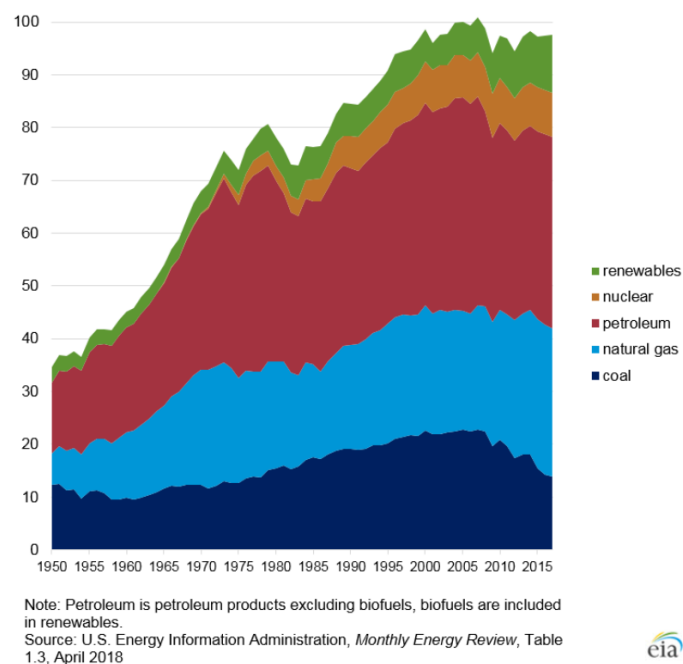


Abbildung 3: US-Primärenergieverbrauch nach Energieträgern (Einheit der y-Achse: Billionen britische Wärmeeinheiten)

### 4.3.1 US-Rohölproduktion, -Verarbeitung, -Importe und -Exporte

Die hohen Rohölverarbeitungsmengen sowie die großen Rohölimportmengen machen die USA zu dem größten Erdölverbraucher der Welt. Des Weiteren gehören die USA seit 2017 zu den drittgrößten Rohölproduzenten der Welt. Diese großen Dimensionen der US-Rohölwirtschaft unterstreicht die Relevanz der US-Ölmarktdaten für den globalen Ölmarkt.

Die Abbildung 4 zeigt die Rohölproduktion, Rohölverarbeitung, Rohölimporte sowie die Rohölexporte der USA von Januar 2000 bis Juni 2018 in monatlichen Mittelwerten.

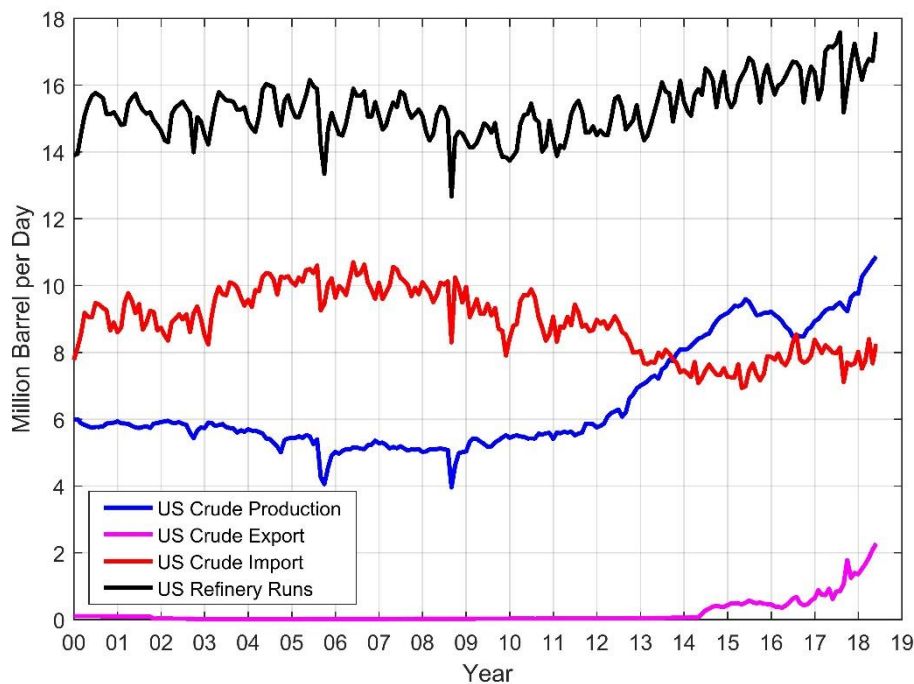


Abbildung 4: US-Rohöldaten in monatlichen Mittelwerten (Datenquelle: US-EIA)

**US-Rohölverarbeitung:** Die US-Raffinerien haben in 2018 im Durchschnitt pro Tag 17 Millionen Barrel Rohöl verarbeitet (siehe Abbildung 4). Dies entspricht ca. 17% des täglichen globalen Erdölverbrauchs. Die US-Raffineriekapazitäten sind seit 2012 auch ständig gewachsen, welches auf die gestiegenen US-Rohölproduktion zurückgeführt werden kann.

**US-Rohölproduktion:** Wie Abbildung 4 zu entnehmen ist, ist die US-Rohölproduktion seit 2012 stark gestiegen. Dies kann auf den sogenannten Shale-Boom zurückgeführt werden. Durch technologische Verbesserungen ist es den US-Rohölproduzenten gelungen, die Produktionskosten der Shale-Lagerstätten zu senken und damit die US-Rohölproduktion von 6 mbpd (Million Barrels per Day) in 2012 auf ca. 11 mbpd in 2018 fast zu verdoppeln. In 2013 wurden die USA zu einem Netto-Ölproduzenten, indem das Land mehr Öl produziert hat als importiert. In 2018 gehörten die USA mit fast 11 mbpd Rohölproduktion, neben Saudi-Arabien und Russland, zu den drei größten Ölproduzenten der Welt (siehe Abbildung 5).

Ansari und Kaufmann 2019 untersuchen die Entwicklung der US-Shale-Industrie. Sie benutzen für ihre Analysen die „Drilling-Productivity-Reports“ der US-EIA. Diese monatlichen Berichte liefern Daten über die Anzahl der Erdöl- sowie Erdgas-Bohranlagen und die Produktivität der fertiggestellten Bohranlagen in den wichtigsten Shale-Regionen der USA (siehe US-EIA Ref. 2). Die Ergebnisse dieser Studie zeigen, dass die stark gestiegenen US-

Oil-Rig-Counts, begleitend mit der rasant gestiegenen Produktivität dieser Anlagen, die tiefen Ölpreisverfälle in 2014 und 2015 erklären können. Des Weiteren zeigen die Ergebnisse in dieser Studie, dass hohe Ölpreisvolatilitäten die Anzahl der US-Schieferöl-Bohranlagen negativ beeinflussen können (siehe Abbildung 16 für die Entwicklung der US-Schieferöl-Bohranlagen).

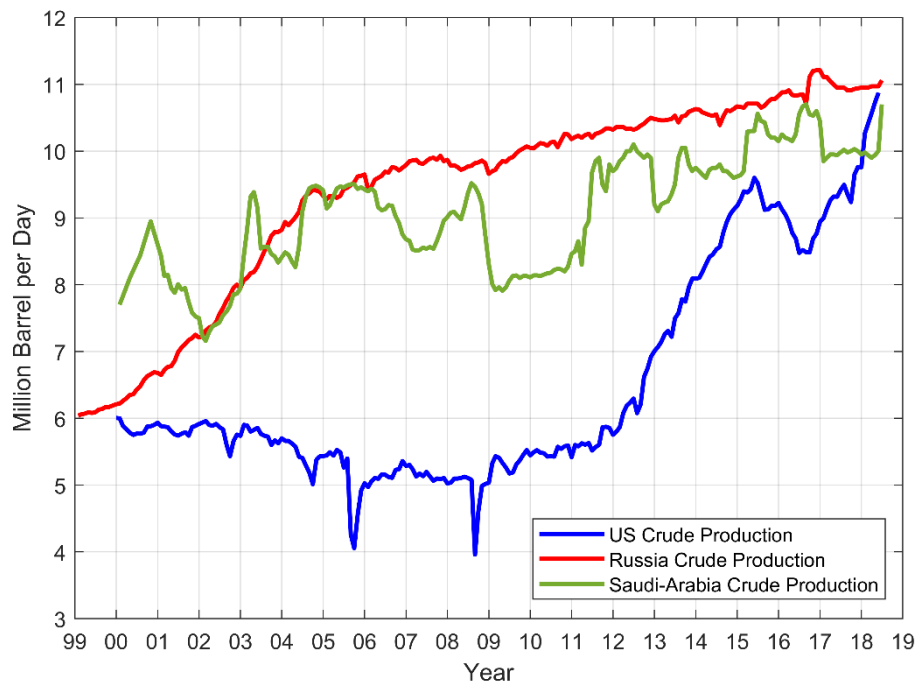


Abbildung 5: US-Rohölproduktion im Vergleich zu den Rohölproduktionen von Russland und Saudi-Arabien  
(Datenquelle: Thomson Reuters)

**US-Rohölimporte:** Trotz einer sehr hohen Rohölproduktion importieren die USA immer noch eine signifikante Menge an Rohöl. Die Abbildung 6 zeigt die US-Rohölimportmengen nach Herkunft. Seit 2013 ist die Importmenge an Rohöl in den USA zwar gesunken (vgl. Abbildung 4), trotzdem bleibt das Land jedoch mit 8 mbpd Rohölimporte in 2018, nach China, der größte Öl-Importeur der Welt. Erst in 2016 erreichte China die Rohölimportmengen der USA (vgl. Abbildung 19). Laut US-Energieinformationsbehörde beliefen sich die US-Rohölimporte in April 2018 auf 8,244 mbpd. Mit 3,731 mbpd ist Kanada der größte Rohöllieferant der USA. 60% Prozent der US-Rohölimporte oder ca. 5 mbpd stammen aus den Nicht-OPEC-Ländern. Nach Kanada ist Mexiko mit 0,559 mbpd der zweitgrößte Nicht-OPEC-Rohöllieferant der USA. Nur 39% der US-Rohölimporte oder 3,235 mbpd wurden in April 2018 aus den OPEC-Ländern importiert. Zu den größten OPEC-Rohöllieferanten der USA gehören Saudi-Arabien (0,886 mbpd), Iraq (0,830 mbpd) und Venezuela (0,561 mbpd). Die Abhängigkeit der USA von den Ölimporten aus den OPEC-Ländern, insbesondere aus Saudi-Arabien, hat in den letzten Jahren abgenommen (siehe Abbildung 6).

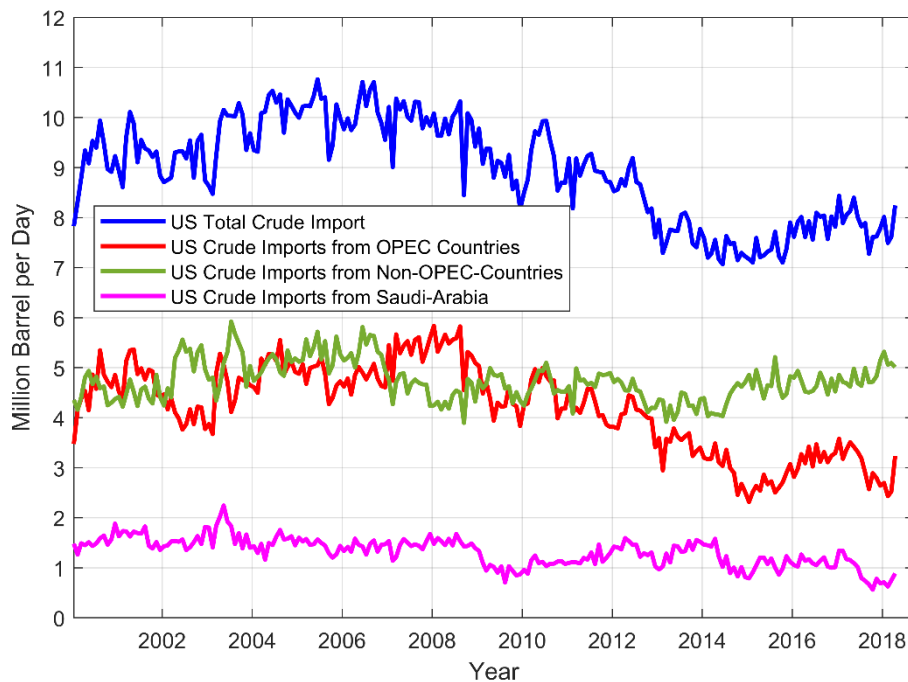


Abbildung 6: US-Rohölimporte nach Herkunft (Datenquelle: US-EIA)

**US-Rohölexporte:** Auf der Exportseite erleben die USA seit 2014 eine neue Marktstruktur. Wie Abbildung 4 zu entnehmen ist, haben die USA bis Mitte 2014 fast kein Rohöl exportiert. Dies liegt daran, dass Öl-Exporte in den USA seit 1975 (kurz nach der Ölkrise) gesetzlich verboten wurden. Erst in 2014 wurde diese Einschränkung aufgehoben. 40 Jahre Verbot von Öl-Exporte haben dazu geführt, dass keine Investitionen in eine Infrastruktur zum Öl-Export in den USA getätigt wurden. Viele US-Binnenhäfen können mit großen Tankern VLCC (Very Large Crude Carrier) nicht befahren werden. Auch große Offshore-Lade-Inseln und dazu gehörende Pipelines fehlen. Trotzdem steigen die US-Rohölexporte seit 2017 rasant an. In 2018 exportierten die USA ca. 2 mbpd Rohöl (fast genauso viel wie Iran, der drittgrößte OPEC-Produzent). Aufgrund der großen Distanz und den damit verbundenen hohen Transportkosten zwischen den USA und den wichtigsten potenziellen Abnehmern in Ost-Asien, ist die langfristige Wirtschaftlichkeit eines Öl-Importes aus den USA von der Preisdifferenz zwischen Brent und der US-Sorte WTI abhängig<sup>8</sup>. Da in 2018 große Preisdifferenzen zwischen WTI und Brent vorhanden waren (bis auf 19 USD/bbl.), gehörte China im April 2018 mit 248 Tsd. bpd (Thousand Barrel per Day) zu den größten Abnehmern des US-Rohöles (dies stellt allerdings nur 2% des chinesischen Rohölimportes in 2018 dar, siehe Abbildung 19). Weitere große

<sup>8</sup> Mit einer durchschnittlichen Geschwindigkeit von 13 Seemeilen pro Stunde braucht ein VLCC ca. 20 Tage von einem Saudischen Hafen im Persischen Golf nach Shanghai an der West-Küste Chinas, während von Texas aus der gleiche Tanker ca. 50 Tage für den Transport benötigt (Der Panama-Kanal ist für VLCCs nicht tief genug und daher muss ein VLCC die Seeroute über Südafrika nach Shanghai nehmen). Quelle: Thomson Reuters/ Shipping / Distance Calculator.

Abnehmer des US-Rohöles im April 2018 stellten Kanada (342 Tsd. bpd), Italien (248 Tsd. bpd) und Großbritannien (219 Tsd. bpd) dar (vgl. US-EIA Ref 1).

#### 4.3.2 US-Lagerbestände

Als größter Ölverbraucher der Welt gelten die US-Lagerbestandsdaten als ein wichtiger Indikator für die Öl-Nachfrage. Während sinkende Lagerbestände auf eine steigende Nachfrage hindeuten, weisen zunehmende Lagerbestände auf eine schwache Nachfrage hin. Abbildung 7 zeigt die wöchentlichen EIA-Lagerbestandsdaten an US Rohöl, Benzin und Destillaten. Wie Abbildung 8 zu entnehmen ist, weisen die Lagerbestandsdaten einen saisonalen Verlauf auf. Auch die Autokorrelationen, welche in Abbildung 9 zu sehen sind, bestätigen dieses saisonale Verhalten der US-Lagerbestandsdaten. Während im Sommer die Lagerbestände in der Regel fallen, nehmen sie in den Wintermonaten immer zu. Der Grund für dieses saisonale Verhalten lässt sich auf der Nachfrageseite erklären.

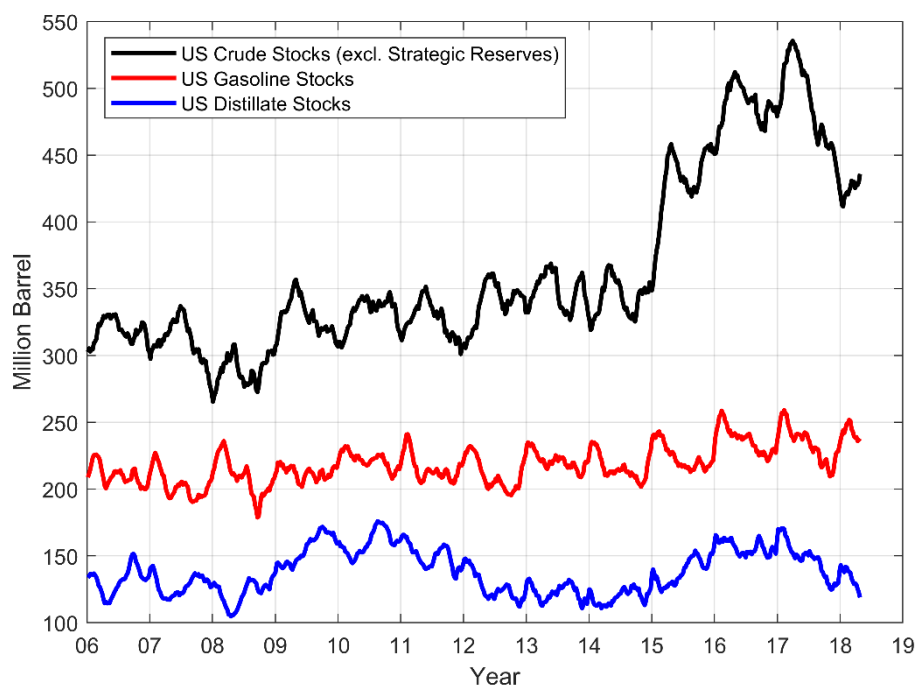


Abbildung 7: Wöchentliche US-Lagerbestandsdaten an Rohöl, Benzin und Destillaten (Datenquelle: US-EIA)

**Driving-Season:** Die so genannte Driving-Season in den USA, die am Memorial-Day, dem 27. Mai beginnt und am Labor-Day, dem 03. September endet, bezeichnet die Summer- bzw. Urlaubssaison in den USA und stellt eine Hoch-Nachfrage-Zeit an Benzin und damit für Rohöl dar. Während der Driving-Season fahren die US-Raffinerien ihre Rohölverarbeitung hoch, was dazu führt, dass die US-Rohöllagerbestände während dieser Zeit saisonal fallen. In den nachfrageschwachen Wintermonaten hingegen führen viele US-Raffinerien

Instandhaltungsarbeiten durch und damit sinkt die Nachfrage für Rohöl und entsprechend steigen die Rohöllagerbestände während der Winterzeit in den USA.

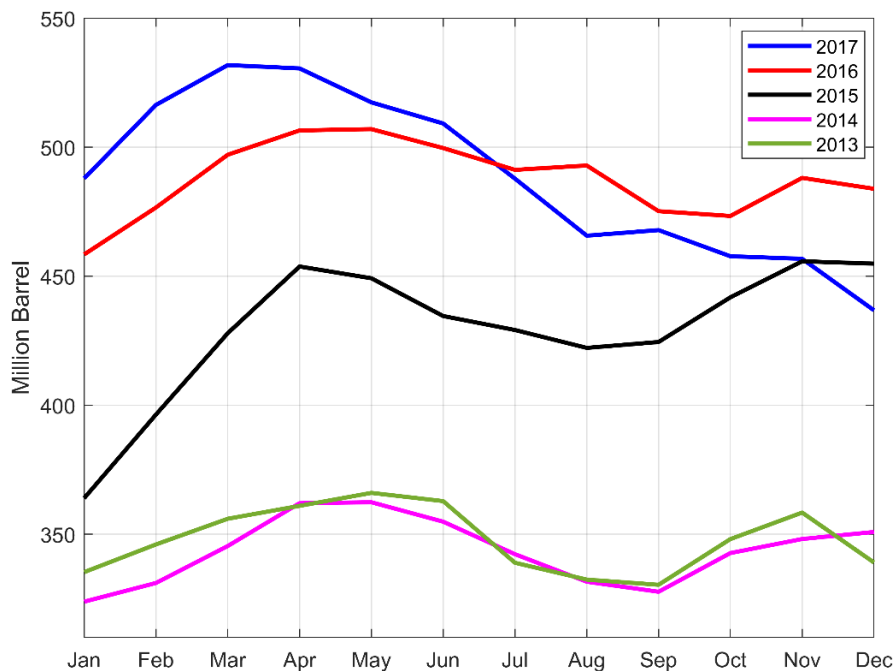


Abbildung 8: US-Rohöllagerbestände ausschließlich der strategischen Reserven (Datenquelle: US-EIA)

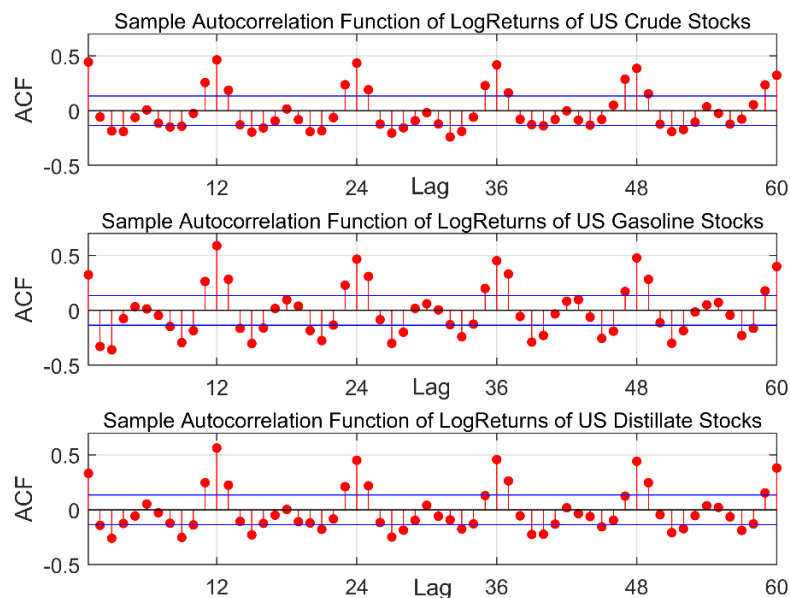


Abbildung 9: Autokorrelation der US-Lagerbestände an Rohöl, Benzin und Destillaten

Hinsichtlich des Preiseinflusses der Saisonalität der US-Lagerbestände auf die Preise muss man jedoch wissen, dass dieses saisonale Verhalten der US-Lagerbestände den Marktteilnehmern bekannt ist. Preise reagieren oft auf Schocks bzw. auf die Ereignisse, mit denen der Markt nicht gerechnet hat. Dies gilt auch für die US-Lagerbestandsdaten. Im Vorfeld

der Veröffentlichung der EIA-Lagerbestandsdaten führen Energiedatenanbieter wie Thomson Reuters oder Bloomberg Marktumfragen durch, um zu erfassen, mit wie viel Lagerbestandsabbau oder -anstieg die Marktteilnehmer rechnen. Dabei werden die großen Ölhandelshäuser befragt. Liegen die offiziellen, von der EIA veröffentlichten Lagerbestandsdaten über- oder unterhalb von den vom Markt erwarteten Lagerbestandsänderungen, reagieren die Preise entsprechend. Abbildung 10 zeigt die Umfragemengen von Thomson Reuters für Rohöl-, Benzin- und Destillat-Lagerbestandsänderungen im Vergleich zu den tatsächlich beobachteten von EIA veröffentlichten Lagerbestandsänderungen.

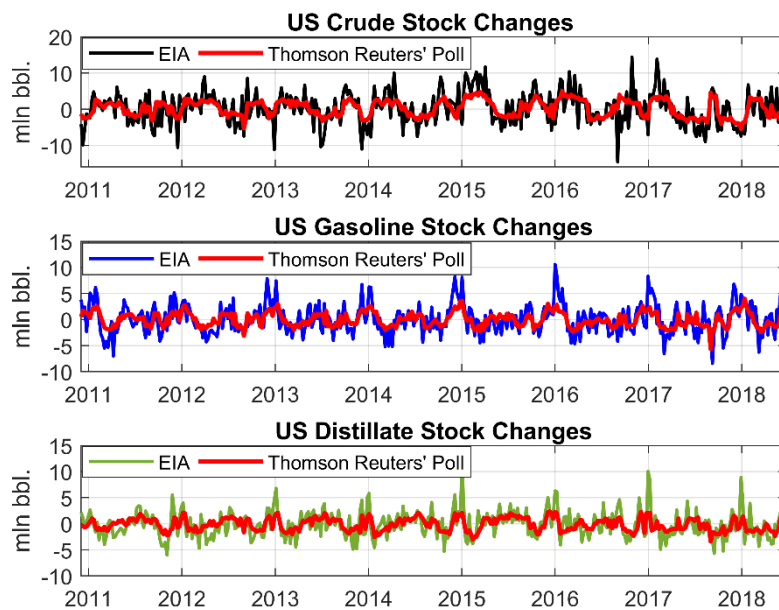


Abbildung 10: US-Lagerbestandsveränderungen (ausschließlich der strategischen Reserven) im Vergleich zur Markterwartungen, (Datenquelle: Thomson Reuters)

Bu 2014 untersucht für den Zeitraum 10.05.2006 bis 31.10.2011 den Einfluss der Rohöllagerbestands-Änderungsschocks auf sowohl die WTI-Preisrenditen als auch deren Volatilitäten. Die Schocks sind definiert als Abweichungen zwischen den von der IEA veröffentlichten Rohöllagerbestands-Veränderungen und den Markterwartungen aus Thomson Reuters Umfragen zur Rohöllagerbestands-Veränderungen. Er definiert daher die Lagerbestandsänderungsschocks wie folgt:

$$\text{InvShock}_T = \Delta \text{Inv}_{EIA,T} - \Delta \text{InvShock}_{TR,T}$$

Dabei steht  $\Delta \text{Inv}_{EIA,T}$  für die Lagerbestandsveränderungen laut EIA-Daten und  $\Delta \text{InvShock}_{TR,T}$  stellt die Markterwartungen über die Lagerbestandsveränderungen laut Thomson Reuters Umfragen dar. Bu 2014 stellt anschließend das folgende Modell auf:

$$R_t = \mu + \theta_1 * USD_t + \theta_2 * D_{EIA} \cdot InvShock_T + \varepsilon_t$$

wo die Residuen  $\varepsilon_t$  der Gleichung aus dem folgenden GARCH-X-Modell entstehen (um den Einfluss der Lagerbestandsänderungsschocks auf die Volatilitäten zu untersuchen):

$$\varepsilon_t \sim N(0, \sigma_t^2) \quad \text{und} \quad \sigma_t^2 = \omega + \alpha * \varepsilon_{t-1}^2 + \beta * \sigma_{t-1}^2 + \varphi * D_{EIA} \cdot InvShock_T$$

$R_t$  steht für die WTI-Preisrenditen, als  $\ln\left(\frac{WTI_t}{WTI_{t-1}}\right)$ ,  $USD_t$  für den US-Dollar-Index<sup>9</sup> und  $D_{EIA}$  ist eine Dummy-Variable mit 1 wenn es am Tag t eine EIA-Lagerbestandsveröffentlichung gab und sonst 0. Bu stellt für die beiden Koeffizienten  $\theta_1$  und  $\theta_2$  eine statistische Signifikanz fest. Das Vorzeichen beider Koeffizienten ist negativ. Damit liefert diese Studie statistisch signifikante Ergebnisse dafür, dass es einen negativen, statistisch signifikanten Zusammenhang zwischen den Schocks der US-Rohöllagerbestandsveränderungen und den Ölpreisen gibt. Und zwar fallen die Preise, wenn die Lagerbestände laut EIA-Daten höher gestiegen sind als es auf dem Markt erwartet wurde und umgekehrt. Für den Koeffizienten  $\varphi$  wird keine statistische Signifikanz festgestellt. Das heißt, die Schocks in den Lagerbestandsänderungen üben keinen statistisch signifikanten Einfluss auf die WTI-Volatilitäten aus.

#### 4.3.3 Wetterbedingungen an der US-Südostküste sowie im Golf von Mexiko

Ein Großteil der US-Erdölindustrie ist an der US-Südostküste sowie im Golf von Mexiko angesiedelt. Im Golf von Mexiko befinden sich die US-Offshore-Produktionsinseln. An der Südostküste liegt ein Großteil der US-Raffinerien sowie die Abladeinfrastruktur für den Rohölimport. Aufgrund der meteorologischen Bedingungen im Golf von Mexiko besteht in den Sommermonaten stets die Gefahr für die Entstehung von starken Hurrikans, welche einen Großteil der US-Erdölindustrie (Produktion, Verarbeitung sowie Importe) beeinträchtigen oder, bei Super-Hurrikans, lahmlegen können. Die Spuren der Super-Hurrikans lassen sich in den US-Rohölproduktions- sowie -Verarbeitungsdaten leicht finden (siehe Abbildung 11). Diverse Schäden durch Hurrikans können zu Raffinerieausfällen führen, wie z.B. Überschwemmungen in den Raffinerien selbst oder Überschwemmungen der Pipeline-Druckstationen oder Überschwemmungen und Ausfälle in den Kraftwerken usw.

---

<sup>9</sup> Siehe 7.2.3 zum US-Dollar-Index



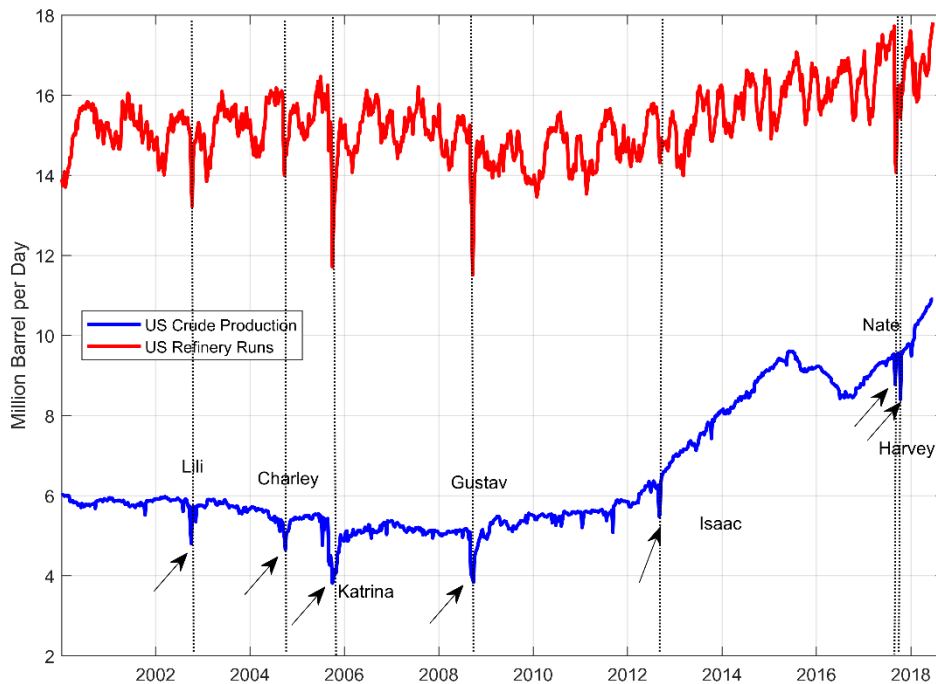


Abbildung 11: Super-Hurrikans und die Einflüsse auf die US-Erdölindustrie (Datenquelle: US-EIA)

Die Hurrikans üben in zweierlei Hinsicht kurzfristige, treibende Effekte auf die Ölpreise aus. Erstens verursachen sie kurzfristige Produktionsausfälle, die als Angebotsverknappung gelten und damit die Ölpreise kurzfristig steigen lassen. Zweitens könnten die Raffinerieausfälle zwar auf den ersten Blick als ein Nachfragerückgang für Rohöl gesehen werden, jedoch verursachen sie immer eine Benzinknappheit auf dem US-Markt und damit steigen die Benzinpreise bzw. -nachfrage. Die hohen Benzinpreise führen dann indirekt zu kurzfristig steigenden Ölpreisen. Die Auswirkungen der Hurrikans auf die Benzinknappheit kann man mit Hilfe von so genannten „**Refinery Margins**“ gut erkennen. Refinery Margins bilden ab, wie viel Gewinn eine Raffinerie erzielt, wenn sie drei Barrel Rohöl kauft, aus denen sie zwei Barrel Benzin und ein Barrel Heizöl produziert und zu den aktuellen Marktpreisen verkauft. Bei einer plötzlichen Benzinknappheit in Folge eines Hurrikans und großflächigen Raffinerieschließungen ziehen die Benzinpreise an, so dass die Refinery Margins Sprünge aufweisen. Die Abbildung 12 vergleicht die Refinery Margins in den USA mit den WTI-Spotpreisen.

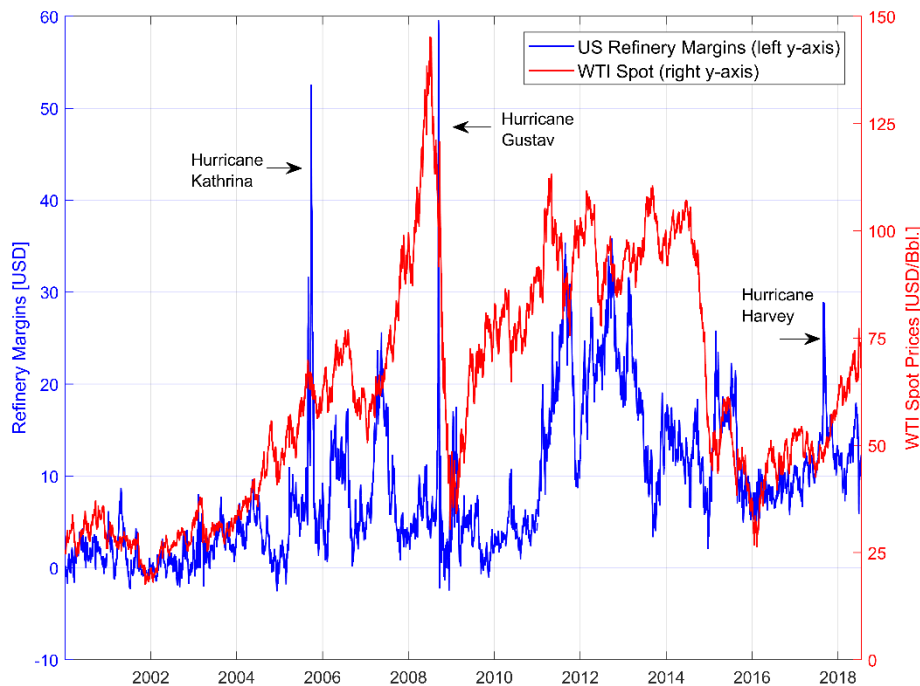


Abbildung 12: Tägliche Daten über die Auswirkungen von Hurrikans in den USA auf die Benzinnachfrage  
(Datenquelle: Thomson Reuters)

#### 4.4 OPEC-Produktion und die OPEC-Beschlüsse

In diesem Abschnitt wird ein weiterer (äußerst wichtiger) Faktor des Ölmarktes, nämlich die OPEC, ausführlich untersucht. Dabei wird zunächst die Entstehung der OPEC kurz vorgestellt. Des Weiteren wird eine ausführliche Analyse zu den historischen OPEC-Konferenzen und -Beschlüssen auf Basis eigener Recherchen präsentiert. Diese Event-Analyse zu den OPEC-Beschlüssen ist nach dem besten Wissen des Autors noch in keiner wissenschaftlichen Studie durchgeführt worden. Im weiteren Verlauf werden wichtige OPEC-Daten, welche der Autor aus den monatlichen Ölmarktberichten der Internationalen Energiebehörde selber zusammengestellt hat, vorgestellt. Auch diese Daten stellen innovative Ergebnisse dar und tragen zum Stand der Wissenschaft zu den historischen OPEC-Daten bei. Bei der Untersuchung dieser OPEC-Daten liegt das Hauptforschungsinteresse darin, aus diesen Daten Rückschlüsse auf die Versorgungssituation sowie die OPEC-Strategien in den beiden Perioden mit hohen Preisfluktuationen, 1H2008 und 2H2014, abzuleiten. Abschließend wird der Stand der wissenschaftlichen Literatur zum Thema Einfluss der OPEC auf die Ölpreise vorgestellt.

#### 4.4.1 Gründung der OPEC

Bis 1960 bestand der globale Ölmarkt aus einem Kartell von sieben großen Ölunternehmen, als Sieben Schwestern bekannt, welche den Ölmarkt über die ganze Wertschöpfungskette von der Prospektion über die Förderung, den Transport, die Weiterverarbeitung in Raffinerien bis hin zur Vermarktung unter ihrer Kontrolle hatten. Zu ihnen gehörten *Standard Oil of New Jersey* (später umbenannt in Esso), *Royal Dutch Shell*, *Anglo-Persian Oil Company* (1954 umbenannt in BP), *Standard Oil Company of New York* (später umbenannt in Mobile), *Standard Oil of California* (später umbenannt in Chevron), *Gulf Oil* (die 1984 größtenteils in Chevron aufging, kleine Anteile wurde an BP verkauft) und schließlich die *Texaco* (die 2001 mit Chevron fusionierte). Ebenso als globaler Player galt *Compagnie Française des Pétroles* (später umbenannt in Total). Im Wesentlichen war die Aufgabe dieser Unternehmen, eine sichere Ölversorgung für ihre Regierungen zu gewährleisten und die Konkurrenzländer bzw. -mächte von den jeweiligen Regionen fernzuhalten. Doch die Struktur des Ölmarktes musste sich durch die Entkolonialisierung und die Freiheitsbewegungen in den Förderländern bald ändern. Die langfristigen Verträge der „sieben Schwestern“ in den Förderländern wurden von den Bevölkerungen dort in Frage gestellt und in einem Land nach dem anderen kam es zur Verstaatlichung der Ölindustrie. Den Produzentenstaaten war klar, dass nur ein kollektives Auftreten der Ölförderer die Herrschaft der Sieben Schwestern einschränken oder beenden kann. Durch die Überzeugungsarbeit des venezolanischen Ölministers Alfonso Pérez wurde die OPEC (Organisation of the Petroleum Exporting Countries) im September 1960 ins Leben gerufen<sup>10</sup>. Die Gründung der OPEC kann als ein Machtwechsel hinsichtlich der Preisbestimmung in den Ölmärkten bezeichnet werden. In der Gründungscharta formulierten die ersten Mitglieder der Organisation (Venezuela, Iran, Irak, Kuwait und Saudi-Arabien) drei wesentliche Ziele: Erstens, das gemeinsame Streben nach Preisstabilität auf dem Ölmarkt. Zweitens, die Entwicklung eines Systems, mittels dessen die Produzentenstaaten die Produktion und damit den Preis regulieren können. Und drittens, gegenseitige Solidarität unter den Produzenten, um die Strategie des „teile und herrsche“ der Sieben Schwestern unwirksam zu machen. Später schlossen sich weitere sieben Staaten an: Katar (1961), Libyen (1962), die Vereinigten Arabischen Emirate (1967), Algerien (1969), Nigeria (1971) und Angola (2007). Ecuador war von 1973 bis 1992 Mitglied und Gabun von 1975 bis 1992. Am 17. November 2007 kehrte Ecuador, 15 Jahren nach dem Austritt, in die Organisation zurück.

---

<sup>10</sup> Siehe Goldtau und Witte 2009.

#### 4.4.2 OPEC-Ölreserven

Laut Angaben der OPEC verfügten ihre Mitgliedsstaaten in 2017 über 82% der weltweit bekannten Ölreserven. Die Nicht-OPEC-Länder besitzen damit lediglich 18% der bis jetzt nachgewiesenen Weltölreserven. Abbildung 13 zeigt die Verteilung der Ölreserven in den OPEC-Ländern. Venezuela und Saudi-Arabien verfügen mit Abstand über die größten Ölreserven innerhalb der OPEC-Länder. Obwohl zurzeit ein Großteil der globalen Ölversorgung (bis zu zwei Drittel) aus den Nicht-OPEC-Ländern stammt (siehe Kapitel 4.6), unterstreicht der signifikant große Anteil der OPEC-Staaten an den weltweiten Ölreserven die besondere Rolle der OPEC an dem zukünftigen Ölmarkt.

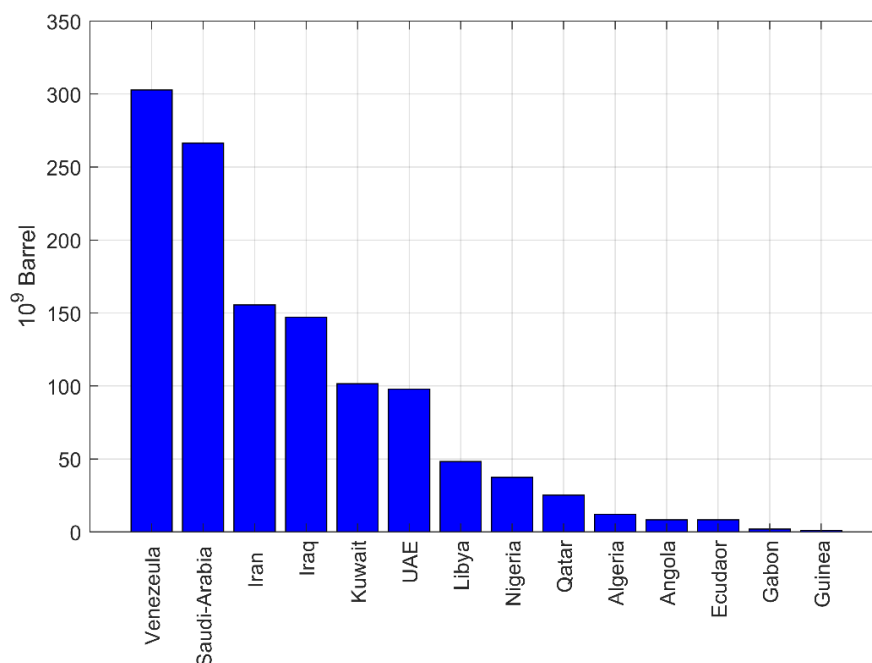


Abbildung 13: Nachgewiesene Ölreserven der OPEC-Länder (Datenquelle: OPEC-Angaben in 2017)

#### 4.4.3 OPEC-Meetings und -Beschlüsse

Die OPEC-Konferenzen finden in der Regel zwei Mal pro Jahr statt und zwar in der Regel jeweils am Ende der ersten und der zweiten Jahreshälfte. Je nach Marktsituation können die Mitgliedstaaten jedoch zu außerordentlichen Konferenzen zusammenkommen. Jedes OPEC-Mitglied hat eine Stimme und jede Entscheidung erfordert eine Einstimmigkeit. Damit hat jedes OPEC-Mitglied automatisch ein Vetorecht. Es ist kein Geheimnis, dass OPEC eine Organisation mit vielen internen Konflikten und Rivalitäten ist. Zwischen dem Iran und Saudi-Arabien hat es z.B. seit der Gründung der OPEC starke Konkurrenz um die Führungsrolle der Organisation gegeben (siehe Witte und Goldthau 2009). Tabelle 1 zeigt einen Überblick über die OPEC-Konferenzen von Anfang 2006 bis Ende 2017 und die dort getroffenen Entscheidungen.

Conference Nr.	Date	Type of Conference	Decisions
139	31.01.2006	extraordinary	Conference resulted in no change to the production target (28.0 mb/d, excl. Iraq), which has been in place since July 2005.
140	08.03.2006	ordinary	Meeting resulted in no change to target production levels by 28.0 mb/d.
141	01.06.2006	extraordinary	OPEC decided to leave the official production target unchanged at 28.0 mb/d.
142	11.09.2006	ordinary	OPEC decided no change in output targets but flagged potential future production cuts by 1.0 mb/d in light of rising inventories.
-	20.10.2006	Consultative Meeting	OPEC announced a plan to cut supply from 1 November and set an aggregate target of 26.3 mb/d for the OPEC-10, excluding Iraq (No country-specific targets).
143	14.12.2006	extraordinary	OPEC ministers agreed to cut additional supply by 500 kb/d from 1 February (new output target: 25.8 mb/d).
144	15.03.2007	ordinary	OPEC ministers made no mention of production targets but was widely seen as signifying no change from existing cut policy.
145	11.09.2007	ordinary	OPEC decided to add 500 kb/d of supply compared to August output (excluding Iraq and Angola) and set a new output target of 27.25 mb/d, effective by 1 November 2007.
146	05.12.2007	extraordinary	OPEC maintained existing production targets.
147	01.02.2008	extraordinary	OPEC decided not to change its production policy.
148	05.03.2008	ordinary	OPEC decided to maintain OPEC production levels.
149	10.09.2008	ordinary	Conference agreed to abide by September 2007 production allocations (adjusted to include the new members Angola and Ecuador and excluding Indonesia and Iraq), totaling 28.8 mb/d.
150	24.10.2008	extraordinary	OPEC decided to decrease the current OPEC-11 (excluding Indonesia and Iraq) production by 1.5 mb/d, effective 1 November 2008. New Output target: 27.3 mb/d.
151	17.12.2008	extraordinary	OPEC Ministers agreed on further cuts in supply and set a new output target of 24.85 mb/d, effective 1 January 2009 (excluding Indonesia and Iraq).
152	15.03.2009	ordinary	OPEC ministers agreed to rollover the existing 24.85 mb/d production target.
153	28.05.2009	extraordinary	Conference decided to maintain current production levels unchanged.
154	09.09.2009	ordinary	Conference agreed to leave current production levels unchanged.
155	22.12.2009	extraordinary	Conference once again decided to maintain current oil production levels unchanged.
156	17.03.2010	ordinary	OPEC again decided to maintain the current oil production ceiling unchanged.
157	14.10.2010	ordinary	Conference decided to leave current production levels unchanged.
158	11.12.2010	extraordinary	Conference agreed to maintain current oil production levels.
159	08.06.2011	ordinary	No collective decision on output target. Maintaining current output levels.
160	14.12.2011	ordinary	On 14 Dec OPEC agreed to a collective production target of 30 mb/d.
161	14.06.2012	ordinary	OPEC ministers agreed to maintain the collective production target of 30 mb/d.
162	12.12.2012	ordinary	Conference decided to maintain the current production level of 30.0 mb/d.
163	31.05.2013	ordinary	OPEC agreed to rollover the collective production target of 30.0 mb/d.
164	04.12.2013	ordinary	Conference decided to maintain the current production level of 30.0 mb/d.
165	11.06.2014	ordinary	OPEC decided to maintain the current production level of 30.0 mb/d.
166	27.11.2014	ordinary	Conference decided to maintain the production level of 30.0 mb/d.
167	05.06.2015	ordinary	Conference agreed to maintain the production level of 30.0 mb/d.
168	04.12.2015	ordinary	OPEC opted at this meeting to continue pumping at current production levels (31.73 mb/d) and abandoned its official 30 mb/d production ceiling.
169	02.06.2016	ordinary	OPEC ministers chose not to re-instate a production ceiling leaving members free to pump at will.
170	28.09.2016	extraordinary	OPEC agreed to cut output to between 32.5 mb/d and 33 mb/d – the group's first deal to reduce supply in eight years.
171	30.11.2016	ordinary	- OPEC agreed to cut output by 1.2 mb/d from January 2017 to a new target of 30.97 mb/d for OPEC-11 (Libya and Nigeria are exempt from cuts). - Conference also decided to establish a High-level Joint Ministerial Monitoring Committee (JMMC), consisting of oil ministers of OPEC and participating Non-OPEC countries to monitor the implementation of the Agreement.
	10.12.2016		11 non-OPEC countries agreed to cut production by 558 kb/d in support of OPEC's supply reduction. Russia has pledged to cut by 300 kb/d. Now, total OPEC and Non-OPEC cut accounts 1.8 mb/d.
172	25.05.2017	ordinary	On 25 May OPEC and non-members led by Russia agreed on 25 May to extend output target levels through 1Q18.
173	30.11.2017	ordinary	OPEC and non-OPEC participants agreed to extend supply cuts through 2018, with an option to review the policy in June.

Tabelle 1: OPEC-Konferenzen und -Beschlüsse zwischen 2006 und 2017  
(Quelle: Monatliche Ölmarktberichte der IEA sowie die OPEC-Angaben, eigene Recherche)

Die Abbildung 14 fasst die OPEC-Daten zusammen. Wie die Daten in dieser Abbildung zeigen und im Folgenden ausführlich diskutiert wird, lassen sich hinsichtlich der OPEC-Ziele bzw. Strategien sowie in Hinblick auf ihre Einstimmigkeit und Einhaltung dieser Ziele unterschiedliche Perioden feststellen.

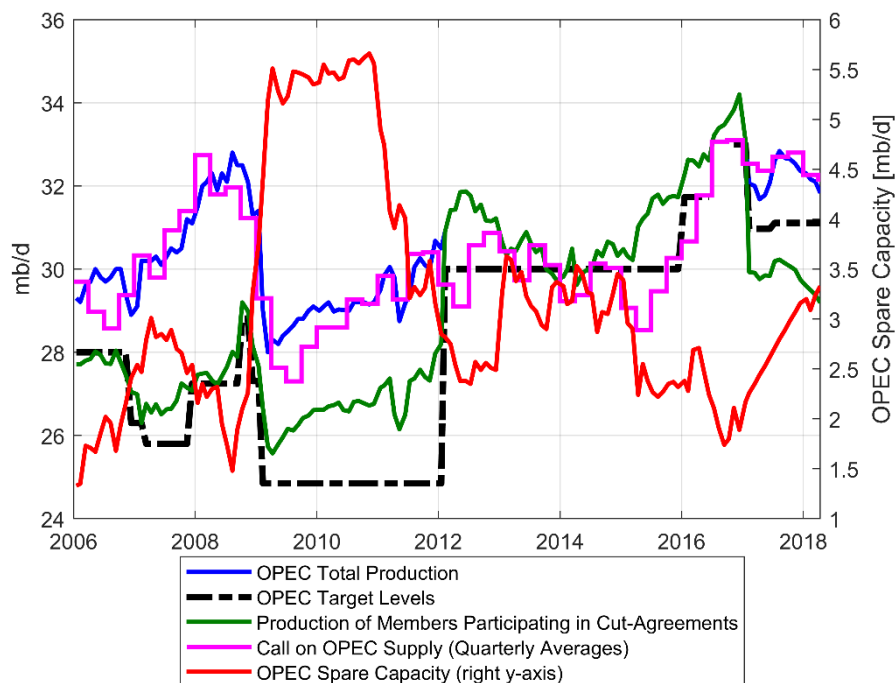


Abbildung 14: OPEC Daten (Datenquelle: Monatliche Ölmarktberichte der IEA, eigene Recherche und Darstellung)

Die grüne Kurve zeigt die Produktionsmengen der an den Kürzungsvereinbarungen beteiligten OPEC-Staaten, während die blaue Kurve die Gesamtproduktionsmengen darstellt. Die Cut-Agreements umfassen nicht immer alle OPEC-Mitglieder. Manchmal werden wenige OPEC-Staaten (in der Regel die Mitglieder, die finanzielle Schwierigkeiten haben oder ein umfassendes Abkommen sonst durch ihr Veto-Recht blockieren würden) von den Produktionskürzungsvereinbarungen ausgenommen. Die schwarz gestrichelte Linie präsentiert die OPEC-Entscheidungen zu den vereinbarten Produktionsmengen und fasst damit Tabelle 1 zusammen. Die Kurve in rosa bildet die Quartalsmittelwerte für Call on OPEC Supply<sup>11</sup> ab und stellt damit die globale Nachfrage für die OPEC-Produktion dar. Die rote Kurve stellt die OPEC-Reserveproduktionskapazitäten (OPEC-Spare-Capacity) dar. Die Internationale Energiebehörde definiert die Reserveproduktionskapazitäten der OPEC als Produktionsmengen, welche OPEC innerhalb von 30 Tagen online bringen kann und 90 Tage

<sup>11</sup> Die Internationale Energiebehörde definiert den Call on OPEC Supply wie folgt: "Call on OPEC Supply equals the arithmetic difference between total demand minus total non-OPEC supply minus OPEC NGLs".

bereithalten kann. Wie man erkennen kann, lag die Reserveproduktionskapazität der OPEC in den Hochpreiszeiten der ersten Hälfte 2008 an ihrem tiefsten Stand und zwar bei fast 1 mb/d. Fällt eine Periode mit großer Nachfrage mit geringen OPEC-Reservekapazitäten zusammen, führt dies zu einer hohen Risikoprämie. Denn im Falle eines signifikanten Versorgungsausfalls verfügt der Ölmarkt in solchen Zeiten nicht über genügend Ersatzöl, welches schnell auf den Markt gebracht werden kann, um die hohe Nachfrage abzudecken. Und genau dieses Phänomen konnte man zwischen 2007 und dem 1H2008 beobachten. Wie Abbildung 14 zu entnehmen ist, lagen die Gesamtproduktionsmengen der OPEC (blaue Kurve) im Zeitraum 2007 bis 1H2008 stets unter den Quartalsmittelwerten für Call on OPEC Supply (die Kurve in rosa). Anhand der Abbildung oben kann man für den Zeitraum 2H2014 bis 2H2015, während dessen die Ölpreise stark gefallen sind, Hinweise auf eine bewusste Überversorgung der OPEC finden. Wie die Kurve in rosa zeigt, lag die Nachfrage an OPEC-Öl in diesem Zeitraum weit unter den OPEC-Produktionszielen. Gleichzeitig beobachtet man in dieser Periode, dass die OPEC-Produktionsmengen weit über ihren Produktionszielen liegen. Dies zeigt, dass OPEC während dieser Zeit, obwohl sie eine niedrige globale Nachfrage nach ihrem Öl sieht (aufgrund der gestiegenen US-Shale-Produktion, siehe Ansari und Kaufmann 2019), ihre Produktionsziele in diesen 1,5 Jahren nicht absenken will (vgl. Tabelle 1 zu den OPEC-Beschlüssen in dieser Zeit). Stattdessen zeigen die OPEC-Produktionsmengen, dass OPEC in dieser Zeit ihre Produktion sogar signifikant erhöht.

Durch Analyse der Anzahl der OPEC-Sitzungen und der getroffenen Entscheidungen sowie der Untersuchung der in Abbildung 14 vorgestellten OPEC-Daten kann man zur Rolle der OPEC auf dem Ölmarkt vier Perioden feststellen, nämlich aktive, passive, schwache sowie destruktive OPEC-Perioden, welche im Folgenden näher erläutert werden.

#### **4.4.3.1 Aktive OPEC-Perioden**

In solchen Perioden spielt OPEC eine entscheidende Rolle auf dem Markt und trägt mit einstimmigen Produktionskürzungsstrategien und einer entschlossenen, hohen Einhaltequote und Compliance zu den vereinbarten Fördermengen zu Preissteigerungen bei. Zwischen 2006 und 2017 lassen sich zwei aktive OPEC-Perioden feststellen und zwar einmal von Anfang 2006 bis zur ersten Hälfte 2008 und von November 2016 bis Ende 2017.

- a) **1H2006 - 1H2008:** Wie der Tabelle 1 zu entnehmen ist, sind die OPEC-Mitgliedstaaten zwischen Januar 2006 und der ersten Hälfte 2008 in elf ordinären und außerordentlichen Sitzungen zusammengekommen, um über den Marktzustand zu beraten. Diese hohe Anzahl von OPEC-Konferenzen deutet auf eine besondere Marktsituation in diesem Zeitraum hin. Wie in 4.2 gezeigt wurde, befand sich der globale Ölmarkt in dieser Periode

in einem ausgeprägten Unterversorgungszustand. In den elf Sitzungen in dieser Periode hat sich OPEC trotz der hohen globalen Ölnachfrage stets für eine Beibehaltung der Produktionsmengen entschieden und ihre Produktion nicht erhöhen wollen. Zeitgleich weisen die Produktionsdaten der Mitgliedsstaaten, die an der damals seit Juli 2005 bestehenden Förderkürzungsvereinbarung beteiligt waren, auf eine hohe Einhaltequote hin (siehe Abbildung 14). Wie in 4.5 ausführlich diskutiert wird, zeichnete diese Periode neben der Unterversorgung auch eine historisch geringe Nicht-OPEC-Produktion aus. Die OPEC-Spare-Capacities lagen in diesem Zeitraum ebenfalls, wie oben diskutiert, an ihrem tiefsten Stand. Die fallenden Rohöllagerbestände in den USA sowie in den OECD-Ländern während dieser Periode, wie in Abbildung 15 zu sehen ist, bestätigen die Unterversorgungslage in dieser Zeit.

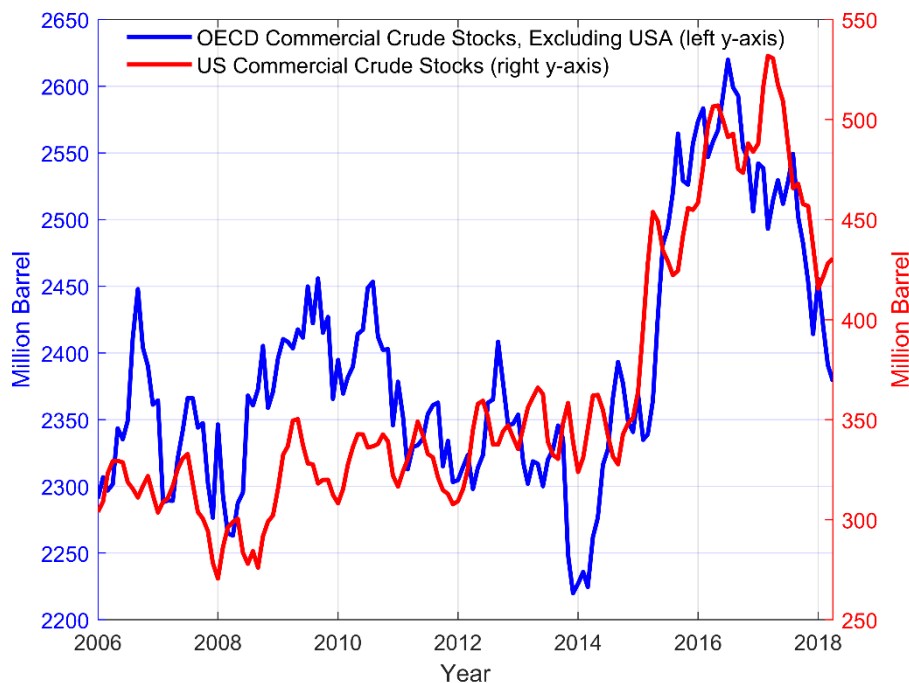


Abbildung 15: Rohöllagerbestände (ausschließlich der strategischen Reserven) der OCED-Länder sowie der USA (Datenquelle: US-EIA und Thomson Reuters)

- b) **Nov 2016 bis Dez 2017:** In November 2016 beschloss OPEC ihre Produktion ab Januar 2017 um 1,2 mb/d zu reduzieren. Dank der Lobbyarbeit des Saudischen Ölministers haben sich auch 11 Nicht-OPEC-Länder der Förderkürzungspolitik der OPEC angeschlossen und verpflichteten sich zu einer zusätzlichen Fördereinschränkung in Höhe von 600 kb/d. Die historisch hohe OPEC-Einhaltequote in 2017, welche die Zielquote der OPEC sogar übertroffen hat (siehe Abbildung 14) sorgte für einen signifikanten Rückgang der OECD-Rohöllagerbestände in 2017(siehe Abbildung 15) und wirkte damit preisstützend.



#### **4.4.3.2 Schwache OPEC-Perioden**

Die schwachen OPEC-Perioden können durch die Unfähigkeit der Organisation zur Einigung und schnellen Entscheidungsfindung für ein rechtzeitiges Agieren und geeigneter Marktpositionierung, in den Zeiten wo ein schnelles und entschlossenes Handeln von OPEC dringend geboten wäre, beschrieben werden. In solchen Situationen hindern die politischen Konflikte innerhalb der Mitgliedsstaaten oder oft die finanziellen Schwierigkeiten einzelner Länder die OPEC daran, eine geeignete, gemeinsame Strategie zu finden und durchzuführen. Der Zeitraum von August bis Dezember 2008 stellt eine solche Zeit für außerordentlich schwache OPEC-Leistungen dar. Obwohl die Ölpreise sich seit Mitte Juli auf Talfahrt befanden, konnte sich OPEC in ihrer ersten Konferenz nach dem Ausbruch der Finanzkrise am 10 September 2008, trotz Aussagen einzelner OPEC-Minister über die Notwendigkeit einer Fördereinschränkung, nicht auf eine Produktionskürzung einigen. Diese OPEC-Unfähigkeit, trotz der Dringlichkeit eines OPEC-Eingriffes, hat auf dem Markt für eine große Enttäuschung gesorgt. Erst fast eineinhalb Monate später, am 24 Oktober konnten sich die OPEC-Mitglieder schließlich auf eine Fördereinschränkung um 1,5 mb/d einigen. Auch diese Entscheidung hat die Marktteilnehmer enttäuscht und die fallenden Preise nicht retten können, denn einige OPEC-Minister hatten vor diesem Meeting größere Produktionskürzungsmengen in Höhe von 2 bis sogar 2,5 mb/d in Aussicht gestellt. Erst die darauffolgende Sitzung am 17 Dezember 2008 (die dritte OPEC-Sitzung innerhalb von fünf Monaten), als die OPEC-Staaten sich auf zusätzliche Produktionskürzungen von 2,5 mb/d einigten und in den Folgemonaten die Produktionsdaten der OPEC die Fördereinschränkung-Disziplin der beteiligten Mitglieder bestätigten, konnten sich die Preise schließlich stabilisieren. Hätte OPEC nach der Finanzkrise schnell reagiert und ihre Produktion ausreichend reduziert, hätte man die tiefen Preise im 2H2008 verhindern können.

#### **4.4.3.3 Passive OPEC-Perioden**

Diese Perioden können auch als Zeiten hoher Nachfrage und damit als Perioden der Untätigkeit und des Zurücklehns der OPEC bezeichnet werden. Auch in diesen Perioden bleibt eine Einigung und Entscheidungsfindung zwar schwierig, ein aktiver OPEC-Eingriff ist jedoch nicht notwendig. OPEC produziert in diesen Perioden stets über den vereinbarten Mengen, bleibt jedoch vom Markt ungestraft, denn die Nachfrage ist in solchen Zeiten groß und der Bedarf an OPEC-Versorgung (Call on OPEC Supply) liegt oberhalb der vereinbarten Kürzungsmengen. Der Zeitraum von Dezember 2008 bis Ende 2013 kann als eine solche Periode betrachtet werden (siehe Abbildung 14). In diesem Zeitraum lagen die Produktionsmengen der an den Förderkürzungsvereinbarungen beteiligten Staaten zwar fast immer über ihren vereinbarten Mengen, der Bedarf an OPEC-Supply lag jedoch stets oberhalb

der vereinbarten Kürzungsmengen. Aufgrund dieser hohen Nachfrage war die Notwendigkeit für eine hohe Einhaltequote im Grunde nicht mehr vorhanden. So kann sich OPEC innerhalb dieser fünf Jahren lediglich auf eine Produktionserhöhung einigen.

#### **4.4.3.4 Destruktive OPEC-Perioden**

Die destruktiven OPEC-Perioden sind charakterisiert durch bewusste Produktionserhöhungen der OPEC, trotz geringer globaler Nachfrage und fallenden Ölpreisen. Eine solche Periode kann man zwischen der zweiten Hälfte 2014 bis zur ersten Hälfte 2015 erkennen. In dieser Zeit verfolgte OPEC eine exzessive Produktionserhöhungsstrategie, obwohl die globale Nachfrage in dieser Periode stark zurückging (siehe Abbildung 14; im Zeitraum 2H2014-1H2015 werden die Kurven in rosa und grün miteinander verglichen). Abbildung 16 zeigt die OPEC-Produktion im Vergleich zu den Ölpreisen, der Anzahl der US-Ölbohranlagen (US-Oil-Rig-Counts) und der US-Rohölproduktion. Wie in dieser Abbildung zu erkennen ist, steigt die OPEC-Produktion vom 2H2014 bis 1H2016 kontinuierlich bis zu ihrem historischen Höchststand, trotz der immer weiter sinkenden Ölpreise in diesem Zeitraum. Die Tatsache, dass Saudi-Arabien in Dezember 2014 trotz fallender Ölpreise seine Preise für asiatische und US-Kunden noch tiefer kürzte (siehe Tabelle 5 zur Event-Analyse) legt nahe, dass OPEC damit das Ziel verfolgte, das teure US-Schieferöl (siehe Ansari und Kaufmann 2019 für eine Analyse der Break-Even-Preise der US-Schieferöl-Analgen) mit einer Niedrigpreispolitik aus dem Markt zu verdrängen und damit ihre Marktanteile langfristig zu schützen.

Abbildung 16 zeigt außerdem einen weiteren interessanten und wichtigen Zusammenhang und zwar, dass die Ölpreise, Oil-Rig-Counts und die US-Produktion sich mit einem Zeitversatz auf einander auswirken. Ein nachhaltiger Preisanstieg (z.B. Preisanstiege ab Anfang 2016) löst einen Anstieg in den Rig-Counts mit einem Zeitversatz von ca. 3 bis 4 Monaten aus. Der Grund dafür ist, dass vor der Errichtung neuer Bohranlagen (nachdem eine Entscheidung im Vorfeld anhand eines nachhaltigen Preisanstieges getroffen wurde) viele technische Vorbereitungen zu erfüllen sind, bis mit dem Bohren begonnen werden kann. Diese Vorbereitungen können zeitintensive Maßnahmen wie z.B. Straßenverlegung bis zur Förderstelle, Einrichtung von Strom- und Wasserversorgung (für den Bohrprozess werden große Mengen Wasser benötigt) sowie Transport und Aufbau der Personalkantinen und -Anlagen umfassen. Die Verträge mit den Grundstückbesitzern werden in der Regel sehr frühzeitig abgewickelt, so dass bei einer Bohrentscheidung die immobilienrechtlichen Vorbereitungen bereits abgeschlossen sind. Von Bohrbeginn bis zu dem Zeitpunkt, an dem aus einem Bohrloch Öl fließen kann, müssen ebenso viele technische Maßnahmen erfolgen, welche zusätzliche drei bis 6 Monate dauern können, daher kann man einen Zeitverzug von ca. 6 Monaten zwischen der Zeitreihe für die Ölbohranlagenanzahl und der für die

US-Rohölproduktionsmengen beobachten (die genaue Projektdauer hängt von Parametern wie Tiefe, Fracking-Intensivität wegen der Gesteinhärte sowie horizontale oder vertikale Bohrtechnologie ab).

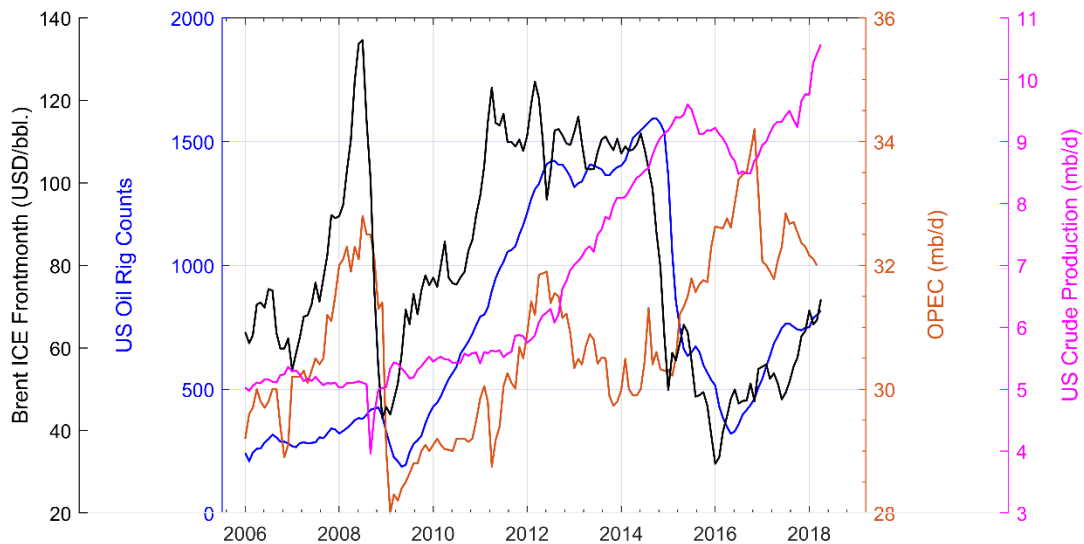


Abbildung 16: OPEC-Produktion (Datenquelle: IEA) im Vergleich zu Ölpreisen, US-Oil-Rig-Counts sowie US-Rohölproduktion (Datenquelle: US-EIA)

#### 4.4.4 Literatur zum Markteinfluss der OPEC

Der Einfluss von OPEC auf die Ölpreise ist eines der häufigsten Themen von wissenschaftlichen Arbeiten, die sich mit dem Ölmarkt befassen und nach dessen Determinanten suchen. In der vorliegenden Arbeit werden die Studien betrachtet, die sich durch den angewandten ökonometrischen Ansatz und/oder aufgrund der untersuchten Variablen und Parametern aus der Vielzahl der Studien zum Thema OPEC abheben.

Eine der innovativsten Arbeiten zu dem Zusammenhang OPEC und Ölpreise ist die Studie von Chen et al. 2016. Die Autoren verwenden die International Country Risk Guide (ICRG) Daten<sup>12</sup>, um den Einfluss der politischen Unsicherheiten in den 10 wichtigsten

<sup>12</sup> Der ICRG-Datensatz umfasst 140 Länder und für jedes Land werden bis zu 22 politische, ökonomische und soziale Faktoren bei der Berechnung des jeweiligen Country-Risk-Index berücksichtigt. Je höher der Index, desto stabiler wird das Land hinsichtlich des untersuchten Faktors eingestuft. Die historischen ICRG-Daten sind in monatlicher Auflösung. Die ICRG-Daten sind nicht frei verfügbar und können nur kostenpflichtig erworben werden. Zum Zeitpunkt der Verfassung der vorliegenden Arbeit kosteten die ICRG-Daten einmalig 6.285,00€. Aufgrund dieser hohen Kosten konnten die Daten in der vorliegenden Arbeit nicht verwendet werden.

OPEC-Ländern auf die Ölpreise zu untersuchen. Die Autoren verwenden nur 8 von 22 Risk-Indizes der ICRG-Daten, welche sie für die Ölpreise für relevant erachten (interne und externe Konflikte sowie ethnische und religiöse Spannungen und soziale und politische Stabilität des Landes). Je höher ein Index, desto stabiler wird der dem Index zugrundeliegende Sachverhalt in dem jeweiligen Land eingestuft. Allerdings stellen die Autoren diese Risikoindizes nicht vor und damit bleiben die Struktur und Übereinstimmung dieser Indizes mit den beobachteten historischen Ereignissen unklar. Die Studie umfasst den Zeitraum von Januar 1998 bis September 2014. Die Autoren gewichten die benutzten Risikoindizes mit dem Anteil jedes OPEC-Mitgliedstaates an der OPEC-Gesamtproduktion. So wird in Chen et al. 2016 eine Variable  $Risk_t$  wie folgt definiert:

$$Risk_t = \sum_{i=1}^{10} \omega_i * \sum_{j=1}^8 (maxvalue_j - RI_{ij})$$

wobei  $\omega_i$  den Anteil des  $i$ -ten OPEC-Mitglieds an der OPEC-Gesamtproduktion darstellt,  $maxvalue_j$  der maximale Wert ist, den der Risikoindex  $j$  annehmen kann und  $RI_{ij}$  der Wert des Risikoindex  $j$  des  $i$ -ten OPEC-Mitgliedes ist. So wird der Effekt erreicht, dass je höher der Wert der Variable  $Risk_t$  ist, desto instabiler können die OPEC-Länder im Zeitpunkt  $t$  betrachtet werden. Als weitere erklärende Variablen benutzen die Autoren noch die folgenden Parameter: die US-EIA-Daten über die globale Ölproduktion, die Frachtraten zur Verschiffung trockener Massengüter (dry bulk cargo rates) als Abschätzung zur globalen Ölnachfrage (als Variable  $Demand_t$ )<sup>13</sup> und die Net-Long-Positionen der Non-Commercial-Trader aus den COT-Berichten der US-Terminmarktaufsichtsbehörde als Maß für Spekulation auf dem Ölmarkt<sup>14</sup>. Zur empirischen Untersuchung verwenden die Autoren das folgende Structural-VAR-Modell:

$$A_0 x_t = \alpha + \sum_{i=1}^p A_t x_{t-i} + H d_t + \varepsilon_t$$

wo  $x_t = [Risk_t, Supply_t, Demand_t, Speculation_t, Price_t]$ .

Die obige Gleichung kann wie folgt umgeschrieben werden:

$$x_t = A_0^{-1} \alpha + \sum_{i=1}^p A_0^{-1} A_t x_{t-i} + A_0^{-1} H d_t + e_t$$

wo  $e_t = A_0^{-1} \varepsilon_t$  darstellt. Hinsichtlich der Variablenanordnung, Struktur der Matrix  $A_0^{-1}$  bzw. Modell- und Vorzeichenrestriktionen orientieren sich die Autoren an Kilian und Lee 2014. Des

---

<sup>13</sup> Zur Kritik an solcher Annahme siehe die in Kapitel 9 zur Studie Kilian 2009 durchgeführte Diskussion.

<sup>14</sup> Die COT-Berichte der CFTC werden in der vorliegenden Arbeit in Kapitel 9 ausführlich diskutiert.

Weiteren weisen die Autoren auf die Ergebnisse zweier Studien Wang et al. 2014 und Ratti und Vespignani 2015 hin, welche das Jahr 2008 als Zeitpunkt eines Strukturbruchs feststellen. Daher definieren sie eine Dummy-Zeitreihe  $d_t$  mit 0 für Pre- und 1 für Post-2008-Periode mit einer entsprechenden Koeffizientenmatrix  $H$ . Zur Identifizierung des SVAR-Modelles führen die Autoren die folgenden Restriktionen in der  $A_0^{-1}$  Matrix:

$$e_t = \begin{bmatrix} a_{11} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ a_{21} & a_{22} & 0 & 0 & 0 \\ a_{31} & a_{32} & a_{33} & 0 & 0 \\ a_{41} & a_{42} & a_{43} & a_{44} & 0 \\ a_{51} & a_{52} & a_{53} & a_{54} & a_{55} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \varepsilon_t^{OPEC Risk Schock} \\ \varepsilon_t^{Supply Schock} \\ \varepsilon_t^{Demand Schock} \\ \varepsilon_t^{Speculation Schock} \\ \varepsilon_t^{Oil Price Schock} \end{bmatrix}$$

wobei die Koeffizienten  $a_{ij}$  die Antwort (Response) der Variable  $i$  zu einem isolierten Schock in der Variablen  $j$  präsentiert. Die Ergebnisse der Impulse-Response-Analyse von Chen et al. 2016 zeigen, dass die Ölpreise zwar positiv auf einen Schock in dem OPEC-Risikoindex reagieren, allerdings kommt es erst nach 17 Monaten zu einem Preisanstieg (welcher 10 Monate anhalten kann). Dieses Ergebnis kann als äußerst realitätsfremd betrachtet werden. Denn wie in Kapitel 9 gezeigt wird, beeinflussen die geopolitischen Entwicklungen und Unsicherheiten in den OPEC-Ländern die Ölpreise simultan im selben Monat. Für einen Demand-Schock wird eine positive signifikante Antwort (Response) der Ölpreise festgestellt, während die Supply-Schocks, laut dieser Studie, keinen Einfluss auf die Ölpreise ausüben. Des Weiteren wird eine positive signifikante Reaktion der Ölpreise auf die positiven Schocks in den Net-Long-Positionen der Non-Commercial-Traders vorgefunden, welche in dieser Arbeit zur Erfassung der Spekulation angewandt wurden. Im weiteren Verlauf führen die Autoren eine Varianz-Dekomposition-Analyse durch. Laut den Ergebnissen dieser Analyse können die Schocks in OPEC-Unsicherheiten (Variable  $Risk_t$  wie oben beschrieben) lediglich 0,27% der kurzfristigen Ölpreisfluktuationen (6 Monate) erklären, während ein Schock in der Variable Spekulation bis zu 28% der kurzfristigen Ölpreisfluktuationen abbildet. Im langfristigen Bereich (36 Monate) tragen die Schocks in OPEC-Unsicherheiten nur zur 18% zur Ölpreisfluktuationen bei.

Bina und Vo 2007 untersuchen für den Zeitraum 1983-2005 die Frage, ob die OPEC-Sitzungen (unabhängig von der Art der getroffenen Beschlüsse) die Ölpreise und deren Volatilitäten am Tag der Sitzung und 30 Tage danach beeinflussen. Sie stellen ein AR(1)-GARCH(1,1)-Modell mit zwei Dummy-Variablen in beiden Mean- und Varianzgleichung wie folgt auf:

$$r_t = \mu + \alpha r_{t-1} + \varphi_1 D_1 + \varphi_2 D_2 + \varepsilon_t \text{ wo } \varepsilon_t = \sqrt{\sigma_t^2} \epsilon_t; \epsilon_t \sim N(0,1) \text{ und}$$

$$\sigma_t^2 = \theta_0 + \theta_1 \sigma_{t-1}^2 + \theta_2 \varepsilon_{t-1}^2 + \delta_1 D_1 + \delta_2 D_2$$

Die Dummy-Variablen  $D_1$  und  $D_2$  werden folgendermaßen definiert:

$D_1 = 1$  wenn am Tag  $t$  ein OPEC-Meeting stattgefunden hat sonst 0 und

$D_2 = 1$  wenn  $t \in [t + 1, t + 30]$  sonst 0.

Sie können für keinen der Koeffizienten  $\varphi_1$ ,  $\varphi_2$ ,  $\delta_1$  und  $\delta_2$  eine Signifikanz feststellen und ziehen daher die Schlussfolgerung, dass die OPEC-Sitzungen weder die Ölpreise noch deren Volatilitäten in dem Untersuchungszeitraum 1982-2005 beeinflusst haben. Aus diesem Grund schreiben die Autoren der Organisation keine Marktmacht zu. An dieser Studie kann zum einen kritisiert werden, dass nicht hinsichtlich der Ergebnisse der OPEC-Sitzungen unterschieden wird (Reduzierung, Erhöhung oder Aufrechterhaltung der Produktionsmengen). Zum anderen ist die Annahme, dass nur das Stattfinden der Sitzungen die Ölpreise und deren Volatilitäten 30 Tage lang nach der Sitzung in eine bestimmte Richtung leiten soll, sehr realitätsfremd.

Hammoudeh et al. 2014 untersuchen die zeitabhängigen Korrelationen zwischen den täglichen WTI-Preisen und sechs anderen Rohstoffpreisen (Benzin, Heizöl, Gerste, Weizen, Sorghum und Mais) mit einem VAR-DCC-M-GARCH-Modell und berücksichtigen dabei auch die OPEC-Beschlüsse mit. Sie unterscheiden zwischen drei OPEC-Entscheidungen und zwar einer Reduzierung, Erhöhung und einer Aufrechterhaltung der OPEC-Produktion. Sie modellieren diese Beschlüsse als drei Dummy-Variablen in die beiden Mean- und Varianzgleichungen des Modelles mit ein und überprüfen, ob diese Beschlüsse die (logarithmierten) Renditen und/oder die Volatilitäten beeinflusst haben. Der bi-variable Modellierungsansatz in dieser Studie lautet wie folgt ( $R$  steht für „Rohstoff“):

$$r_{t,oil} = \mu_{oil} + a_{11} r_{t-1,oil} + a_{12} r_{t-1,R} + \alpha_{oil}^c D_c + \alpha_{oil}^i D_i + \alpha_{oil}^m D_m + \varepsilon_{t,oil}$$

$$r_{t,R} = \mu_R + a_{21} r_{t-1,oil} + a_{22} r_{t-1,R} + \alpha_R^c D_c + \alpha_R^i D_i + \alpha_R^m D_m + \varepsilon_{t,R}$$

wo

$$\begin{cases} D_c = 1 & \text{OPEC cuts production} \\ D_i = 1 & \text{OPEC increases production} \\ D_m = 1 & \text{OPEC maintains production} \end{cases} \quad \text{mit } \begin{bmatrix} \varepsilon_{t,oil} \\ \varepsilon_{t,R} \end{bmatrix} \sim N(0, H_t)$$

$$H_t = D_t R_t D_t \text{ und } D_t = \text{diag}[\sqrt{h_{t,oil}}, \sqrt{h_{t,R}}] \text{ wo}$$

$$h_{t,oil} = \alpha_{oil} + \beta_{oil} \varepsilon_{t-1,oil}^2 + \omega_{oil} h_{t-1,oil} + \beta_{oil}^c D_c + \beta_{oil}^i D_i + \beta_{oil}^m D_m$$

$$h_{t,R} = \alpha_R + \beta_R \varepsilon_{t-1,oil}^2 + \omega_R h_{t-1,R} + \beta_R^c D_c + \beta_R^i D_i + \beta_R^m D_m$$

Zur Darstellung eines DCC-M-GARCH-Modellierungsansatzes siehe Kapitel 2 zur Methodik. Die Autoren können in keinem der sechs Modelle für die OPEC-Dummy-Koeffizienten in der Mean-Gleichung für Öl ( $\alpha_{oil}^c, \alpha_{oil}^i, \alpha_{oil}^m$ ) statistische Signifikanz feststellen. Die OPEC-Entscheidungen bei Sorghum  $\alpha_R^c$  (eine Erhöhung der Öl-Produktion) und bei Gerste  $c_R^{mean}$  (eine Reduzierung der Öl-Produktion) hingegen werden als signifikant vorgefunden. In der Varianzgleichung für Öl ( $h_{t,oil}$ ) werden in allen Modellen die OPEC-Entscheidungen zur Erhöhung der Produktion  $\beta_{oil}^i$  und zur Produktionsreduzierung  $\beta_{oil}^c$  als signifikant mit positiven Vorzeichen festgestellt. Der Koeffizient  $\beta_{oil}^i$  ist stets viel größer als  $\beta_{oil}^c$ . Diese beiden OPEC-Entscheidungen üben dieselben Effekte bei den Volatilitäten von Mais, Sorghum Gerste und Weizen aus.

Die Modellierungsannahmen dieser Arbeit können wie folgt kritisiert werden: in dem aufgestellten VAR-DCC-MGARCH-Modell mit den Variablen Öl und Gerste, wird angenommen, dass die WTI-Preise ausschließlich durch ihre eigenen Vergangenheitswerte sowie die Vergangenheitswerte der Gerstenpreise und die OPEC-Entscheidungen bestimmt werden. Auch die Gerstenpreise sowie deren Volatilität sollen, laut diesem Modell, lediglich von den Ölpreisen und den OPEC-Entscheidungen abhängen. Weder die fundamentalen Daten des Ölmarktes (außer OPEC) noch die fundamentalen Faktoren anderer Rohstoffe werden in dieser Arbeit berücksichtigt und zur Modellierung herangezogen.

Mensi et al. 2014 untersuchen die Auswirkungen der OPEC-Entscheidungen „cut“ (Produktionskürzung), „increase“ (Produktionserhöhung) und „maintain“ (keine Produktionsänderung) auf die Entwicklungen der Ölpreisrenditen sowie -volatilitäten im Zeitraum Mai 1987 bis Dezember 2012. Sie benutzen ein ARFIMA-FIGARCH-Modell, in dem die OPEC-Entscheidungen in den beiden ARFIMA- und FIGARCH-Gleichungen als Dummy-Variablen berücksichtigt werden. Die Autoren entscheiden sich für die Fractionally Integrated (FI) Variante der ARMA- und GARCH-Modelle, um die so genannten Long-Memory Effekte in den Renditen sowie in den Volatilitäten mit zu berücksichtigen. Sie stellen nur für die Dummy-Variablen „cut“ und „maintain“ bei WTI sowohl hinsichtlich der Renditen als auch der Volatilitäten eine statistische Signifikanz und zwar mit positiven Vorzeichen fest. Bei Brent beeinflussen nur die cut-Entscheidungen die Renditen, während die beiden cut- und maintain-Entscheidungen die Volatilitäten mit positivem Vorzeichen beeinflussen. Die Produktionserhöhungsentscheidungen der OPEC sollen laut den Ergebnissen dieser Studie in beiden WTI- und Brent-Preisen weder die Renditen noch die Volatilitäten beeinflussen. Die Autoren weisen nicht darauf hin, dass die Produktionserhöhungen von den OPEC-Ländern oft

im Vorfeld der OPEC-Sitzungen bereits kommuniziert und bekannt gegeben werden, um negative Preisschocks nach den OPEC-Meetings zu verhindern, während die Produktionskürzungen oder -beibehaltungen in der Regel in der OPEC schwierig zu erreichen sind und dadurch viele Unsicherheiten darüber im Vorfeld der OPEC-Sitzungen auf dem Markt bestehen.

Rösch und Schmidbauer 2012 untersuchen ebenfalls die Auswirkungen von drei Arten von OPEC-Beschlüssen (cut, increase oder maintain). Die Studie umfasst den Zeitraum von Januar 1986 bis September 2009. Sie stellen die Hypothese auf, dass die OPEC-Entscheidungen nicht nur am Tag der Sitzung, sondern auch vor und nach den Sitzungen sowohl die Entwicklung der Ölpreisrenditen als auch deren Volatilitäten beeinflussen. Sie nennen diese Effekte „Anticipation Effects“ und Aftereffects“. Sie stellen einen neuen Ansatz zur Erfassung der Dummy-Variablen zur Erfassung des OPEC-Einflusses vor und nach deren Sitzungen vor. Sie wenden ein AR-GARCH-Modell (ähnlich wie Bina und Vo 2007) an, in dem die drei OPEC-Dummies in den beiden Mean- und Varianz-Gleichungen als erklärende Variablen mitaufgenommen werden. Die Ergebnisse liefern statistisch signifikante Ergebnisse dafür, dass der Markt sich vor den OPEC-Sitzungen mit den möglichen Sitzungsausgängen beschäftigt und auch nach den OPEC-Sitzungen von den getroffenen Beschlüssen beeinflusst wird. Sie zeigen, dass die Volatilitäten der Ölpreisrenditen in der Zeit vor den OPEC-Sitzungen zugenommen haben, wenn in den OPEC-Sitzungen eine Produktionskürzung oder -aufrechterhaltung beschlossen wurde. Die Renditen sind laut den Ergebnissen dieser Studie auch nach den Sitzungen signifikant von den OPEC-Entscheidungen betroffen. Und zwar würden sie selbst in Tagen nach den Sitzungen im Falle einer Produktionserhöhung weiter sinken und bei einem Beschluss zur Produktionsreduzierung ihren steigenden Trend fortführen.

Kaufmann et al. 2004 kommen zu dem Ergebnis, dass OPEC einen wichtigen Preiseinflussparameter darstellt. Sie berücksichtigen die folgenden erklärenden Variablen in ihrem VEC-Modell (Vector Error Correction):

- OECD-Öllagerbestände geteilt durch OECD-Ölnachfrage
- OPEC-Produktionsziele
- Abweichungen zwischen den OPEC-Produktionenmengen und den Produktionszielen
- OPEC-Produktion geteilt durch OPEC-Produktionskapazität
- und eine Dummy-Variable für den ersten Golfkrieg.



Die Autoren stellen für alle OPEC-bezogenen Variablen statistische Signifikanz fest und kommen zu dem Ergebnis, dass OPEC in der Lage ist, durch Einflussnahme auf ihre Parameter, signifikante Veränderungen in den Ölpreisen hervorzurufen.

**Zusammenfassung des Literaturüberblicks zum Einfluss der OPEC auf die Ölpreise:** Die meisten oben vorgestellten Studien definieren die OPEC-Entscheidungen als „surprise variable“ und versuchen mit Hilfe von Dummy-Variablen die Auswirkungen der OPEC Entscheidungen am Tag der Veröffentlichungen zu ermessen. In der Praxis des Ölhandels sind die OPEC-Entscheidungen aber keineswegs überraschende Events. Schon Wochen vor einer OPEC-Sitzung wird am Markt über die möglichen Sitzungsausgänge diskutiert. Die OPEC Minister werden von Wirtschaftsjournalisten zu jeder Gelegenheit über die Optionen, die in der bevorstehenden OPEC-Sitzung intern diskutiert werden befragt. Durch diese Interviews der OPEC-Minister oder durch gewonnene Informationen von hochrangigen Mitarbeitern der Ölministerien der OPEC-Länder bekommen die Marktteilnehmer immer ein ungefähres Bild, welche Entscheidung bei der bevorstehenden Sitzung am wahrscheinlichsten sind. Es ist sogar keine Seltenheit, dass die OPEC-Minister im Vorfeld einer Sitzung die Entscheidung bekannt geben und die Sitzung damit nur eine Formalität darstellt. Aus diesem Grund ist es nicht ausreichend, die Auswirkungen der OPEC Entscheidungen nur an Sitzungstagen zu suchen.

## **4.5 Nicht-OPEC-Produktion**

Obwohl die OPEC-Länder über 80 Prozent der bestätigten Weltölreserven besitzen, stammt ca. 60% der aktuellen globalen Ölproduktion aus den Nicht-OPEC-Nationen (IEA Oil Monthly Report, April 2017). Die Internationale Energiebehörde, US-EIA und OPEC liefern Schätzungen zur Produktionshöhe der Nicht-OPEC-Nationen. Genaue Daten über die Produktionshöhe der Nicht-OPEC-Länder sind aufgrund der hohen Anzahl dieser Produzenten nicht erhältlich. Aus diesem Grund liegen zwischen den Daten dieser Organisationen zum Nicht-OPEC-Supply oft große Unterschiede, welche im Folgenden dargestellt werden. Abbildung 17 zeigt die Daten der US-Informationsbehörde sowie die der Internationalen Energiebehörde über die Nicht-OPEC-Produktionshöhe.

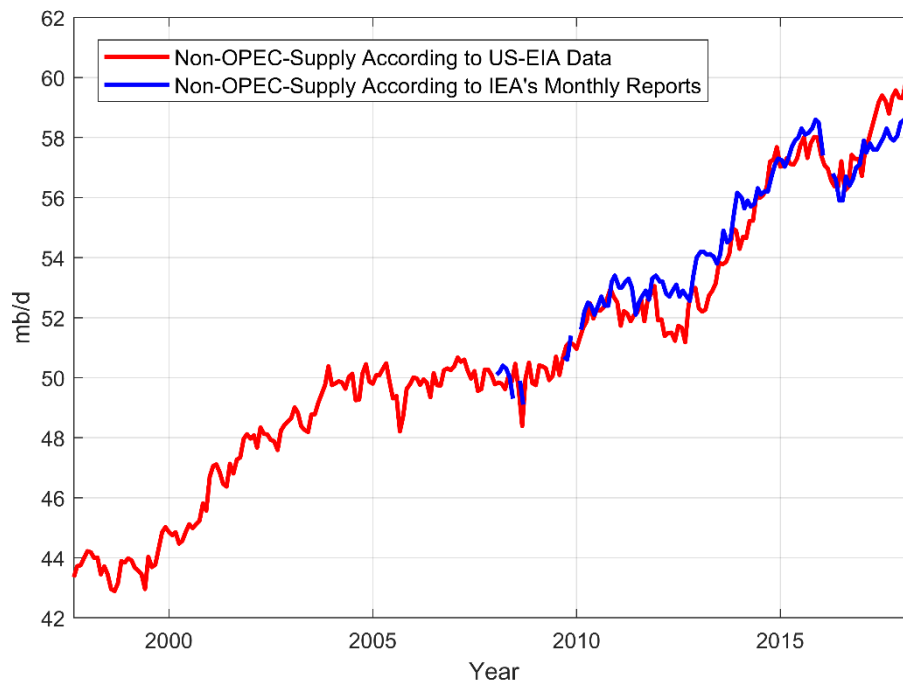


Abbildung 17: Nicht-OPEC-Produktionsmengen (Datenquelle: IEA und US-EIA)<sup>15</sup>

Die Internationale Energiebehörde (IEA) veröffentlicht erst seit Januar 2008 in ihren monatlichen „Oil Market Reports“ Daten bzw. Abschätzungen über die Produktionshöhe der Nicht-OPEC-Länder im jeweils vergangenen Monat. Von Januar 2008 bis Anfang 2010 sind die IEA-Daten über die Nicht-OPEC-Produktion sehr lückenhaft und in manchen Monaten liegen keine diesbezüglichen Daten vor. Da der IEA die Daten zur Produktionshöhe der Nicht-OPEC-Länder mit großem Zeitverzug übermittelt werden, stellen die veröffentlichten Daten über die Produktionshöhe im vergangenen Monat eher eine Abschätzung dar und in jedem Bericht werden daher die Produktionsmengen der vergangenen Monate häufig stark korrigiert. Zum Beispiel wurde in dem Bericht von November 2011 eine Produktionshöhe von 53,3 mb/d für die Nicht-OPEC-Länder für Oktober 2011 angegeben. In dem Bericht vom Folgemonat, Dezember 2011, liest man jedoch, dass die Nicht-OPEC-Produktion im November um 300 tb/d gestiegen wäre und sich damit auf 53,4 mb/d belaufe. D.h. zwischen diesen zwei Berichten sind der IEA neue Daten über die Produktionsmengen der Nicht-OPEC-Länder für Oktober eingegangen und haben damit zu einer Reduzierung der Produktionsdaten um 200 tb/d für Oktober geführt. Die Daten der US-Energieinformationsbehörde bleiben im Gegensatz zu den Daten der Internationalen Energiebehörde für die vergangenen Monate unverändert und stellen so eine stabilere Basis für historische Analysen dar. Wie in Abbildung

<sup>15</sup> Die IEA-Daten stellen die Angaben der IEA in ihren monatlichen Berichten zur Nicht-OPEC-Produktionshöhe dar und beinhalten nicht die Nachkorrekturen der folgenden Monate.

17 außerdem zu sehen ist, gehen die Daten der US-Informationsbehörde bis ins Jahr 1997 zurück und bieten damit eine längere Historie für Analysen an.

Die IEA-Berichte liefern zusätzlich zu den Nicht-OPEC-Produktionsdaten auch Prognosen über das Produktionswachstum dieser Länder. Die Berichte in der ersten Jahreshälfte beinhalten nur Produktionswachstumsprognosen für das laufende Jahr, während in der zweiten Jahreshälfte die IEA zusätzlich auch Prognosedaten über das Produktionswachstum in den Nicht-OPEC-Ländern im jeweils kommenden Jahr veröffentlicht <sup>16</sup>. Um für historische Analysen in jedem Monat nur einen Wert für die Wachstumsprognose der Nicht-OPEC-Länder der IEA zu haben, wird im Folgenden für die Monate, in denen die IEA-Berichte sowohl für das laufende als auch für das kommende Jahr Prognosedaten über Nicht-OPEC-Produktionshöhe beinhalten, gewichtete Mittelwerte dieser Prognosen wie folgt berechnet:

$$SO_m = \frac{(12 - m)}{n} SO_T + \frac{n - (12 - m)}{n} SO_{T+1}$$

wobei  $m$  die Zahl des Berichtsmonat ist,  $n$  die Anzahl der Monate ist, in denen die IEA-Berichte für das jeweils kommende Jahr Prognosen beinhalten (Z.B. ist  $n = 7$  wenn in einem Jahr die IEA ab Juni Prognosen für das kommende Jahr über die Nicht-OPEC-Produktion veröffentlicht hat und  $n = 5$  wenn die IEA-Berichte erst ab August diesbezügliche Daten beinhalten),  $SO_T$  die IEA-Prognose über das Nicht-Produktionswachstum der Nicht-OPEC-Länder im laufenden Berichtsjahr ist und  $SO_{T+1}$  die IEA-Prognose über das Nicht-Produktionswachstum der Nicht-OPEC-Länder im nächsten Jahr darstellt. Sollte z.B. die IEA in einem Jahr ab Juni angefangen haben Nicht-OPEC-Produktionswachstumsprognosen zu veröffentlichen, werden die IEA-Daten diesbezüglich wie folgt berechnet:

$$\text{IEA-Nicht-OPEC-Produktionswachstumsprognose im Juni} = \frac{6}{7} SO_T + \frac{1}{7} SO_{T+1}$$

$$\text{IEA-Nicht-OPEC-Produktionswachstumsprognose im Juli} = \frac{5}{7} SO_T + \frac{2}{7} SO_{T+1}$$

$$\text{IEA-Nicht-OPEC-Produktionswachstumsprognose im November} = \frac{1}{7} SO_T + \frac{6}{7} SO_{T+1}$$

So werden die Prognosedaten für das Folgejahr je mehr das laufende Jahr sich dem Ende zuneigt, höher gewichtet. Diese Gewichtung basiert auf der Annahme, dass z.B. die IEA-Prognose über das Produktionswachstum der Nicht-OPEC-Länder im Jahr 2016, welche

---

<sup>16</sup> In manchen Jahren fängt die IEA ab Juni mit ihren Prognosen für das nächste Jahr an, während in anderen Jahren erst ab August Produktionswachstumsprognosen für das nächste Jahr veröffentlicht werden.

im Novemberbericht in 2016 (wenn das Jahr fast zu Ende ist) veröffentlicht werden, auf dem Markt für weniger wichtig gehalten werden als die Prognosen für das kommende Jahr. Abbildung 18 zeigt die (wie oben berechneten) IEA-Produktionswachstumsdaten sowie die Nicht-OPEC-Produktionsdaten der US-EIA zusammen. Wie dieser Abbildung entnommen werden kann, ist die Nicht-OPEC-Produktion zwischen 2004 bis 2007 stagnierend gewesen (blaue Linie).

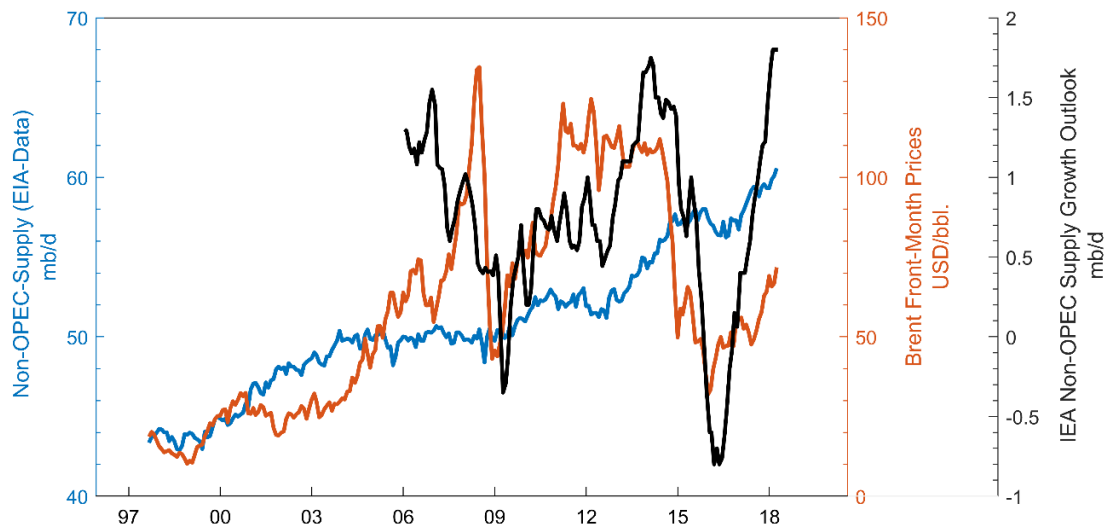


Abbildung 18: Nicht-OPEC-Produktionshöhe (Datenquelle: US-EIA) vs. Prognose über Nicht-OPEC-Produktionswachstum (Quelle: IEA, eigene Zusammenstellung und Berechnung) vs. Brent-Frontmonatspreise (Datenquelle: ICE)

Kaufmann 2011 zeigt, dass die stagnierende Nicht-OPEC-Produktion sowie die zurückgehenden OPEC-Produktionsreserven (OPEC Spare Capacity) die wichtigsten Treiber der starken Preiserhöhungen in 2007-2008 waren. Kaufmann und Ullman 2009 schreiben ebenfalls, dass die Produktionsstagnation der Nicht-OPEC Länder in 2007-2008 zu den Preiserhöhungen im 1H2008 geführt haben könnte. Hamilton 2013 führt die stagnierende Nicht-OPEC-Produktion zwischen 2004-2008, zusammen mit der hohen globalen Nachfrage und den niedrigen OPEC-Produktionsreserven, als Haupttreiber der steigenden Ölpreise in 2007-2008 auf. Ein weiterer wichtiger Faktor, der im Zusammenhang mit der stagnierenden Nicht-OPEC-Produktion im Zeitraum 2004-2008 (nach bestem Wissen des Autors) bisher in keiner Studie berücksichtigt worden ist, ist die Tatsache, dass im gleichen Zeitraum (2004-2008) die IEA ihre Prognose über das Produktionswachstum der Nicht-OPEC-Länder stets nach unten korrigiert hat, siehe Abbildung 18, schwarze Linie.

## 4.6 Chinesische Nachfrage

Die Ölimporte von China sind in den letzten zwei Jahrzehnten um das Zehnfache gestiegen, von 1 mb/d in 1999 auf fast 10 mb/d in 2018. Die eigene Ölproduktion der Volksrepublik ist jedoch während dieser Zeit unverändert geblieben (siehe Abbildung 19). Die Öl-Importabhängigkeit von China und im Umkehrschluss die Bedeutung der chinesischen Importe für den globalen Ölmarkt ist damit stark gestiegen. China hat schon seit 2017 die USA als größten Ölimporteur der Welt eingeholt. Im 1Q2018 haben die chinesischen Raffinerien 12 Millionen Barrel Öl pro Tag verarbeitet. Damit werden ca. 12% der globalen Ölproduktion täglich in den chinesischen Raffinerien verarbeitet.

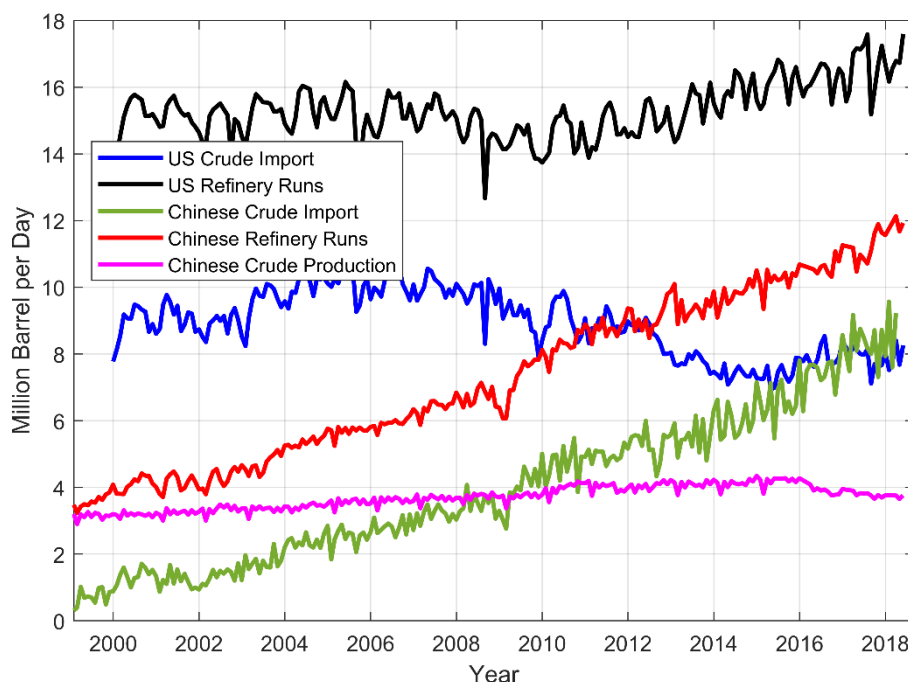


Abbildung 19: US-Rohölzeiten im Vergleich zu chinesischen Rohölzeiten (Datenq.: EIA und Thomson Reuters)

Als ein wichtiger Grund für den starken Preisanstieg im 1H2008 wird oft die hohe chinesische Ölnachfrage genannt. Hamilton 2009 sowie Kilian 2009a geben einen Demand-Schock, welcher (nach ihrer Vermutung) aus China stammt, als Grund der hohen Ölpreise im 1H2008 an. Kaufmann 2011 zweifelt an diese Aussage, indem er in den monatlichen Daten der US-EIA für die globale Ölnachfrage keinen starken Anstieg in 1Q2008 und 2Q2008 erkennen kann (siehe Abbildung 1). Betrachtet man in Abbildung 1 die Nachfragedaten im Zeitraum 2005 bis 2008, stellt man zwar einen steigenden Trend, jedoch keinen Jump in der Nachfrage fest. Auch die Rohölimportdaten von China in Abbildung 19 zeigen keinen außergewöhnlichen Jump in 2008 auf. Der Schlüssel zu der hohen chinesischen Nachfrage liegt nicht in den Rohölzeiten, sondern in den Benzinnachfragedaten der Volksrepublik in 2008 und zwar wie folgt: Die Olympischen Sommerspiele 2008 fanden in China statt. Zwar fanden die Spiele zwischen dem

8. und 24. August statt, jedoch liefen deren Vorbereitung im 1H2008 auf Hochtouren und trieben damit die Benzinnachfrage- und -Importe in China auf Rekordhöhen. Abbildung 20 zeigt die Benzinimportdaten der chinesischen Zollbehörde, welche einen ausgeprägten Anstieg in den Benzinimportvolumen von China im 1H2008 zeigen. Des Weiteren wies die Internationale Energiebehörde (IEA) in ihren monatlichen Berichten in 2008 auf diese hohe chinesische Benzinnachfrage stets hin. Abbildung 20 zeigt des Weiteren die Prognosen der IEA über das Benzinnachfragewachstum von China für das jeweils laufende Berichtsjahr. In den Berichten der ersten Jahreshälfte 2008 hatte die IEA jährliche Wachstumsraten für die Benzinnachfrage in China in Höhe von fast 16% für das Jahr 2008 prognostiziert. Damit stellen die IEA Prognosedaten über das Benzinnachfragewachstum von China im 1H2008 historische Rekorde dar. Diese hohe Benzinnachfrageprognose für China für 2008 hat mit Sicherheit dazu geführt, dass die asiatischen Raffinerien ihre Produktion und damit ihre Importe erhöht haben, um von dieser hohen Nachfrage zu profitieren. Anhand der oben genannten Daten lässt sich also für den asiatischen Raum insgesamt eine hohe Ölnachfrage im 1H2008 bestätigen. Dass die chinesischen Rohölimportdaten für das 1H2008 keinen Jump aufweisen, aber trotzdem eine hohe Benzinnachfrage in China herrschte, stellt keinen Widerspruch dar. Denn die Raffinerie- und Speicherkapazitäten sind begrenzt und es würde keinen Sinn machen mehr als die Raffinerie-Kapazitäten Rohöl zu importieren. Aufbau neuer Raffinerien sind langjährige Projekte und jede kurzfristige Verknappung an Rohölerzeugnissen wird über Importe abgedeckt.

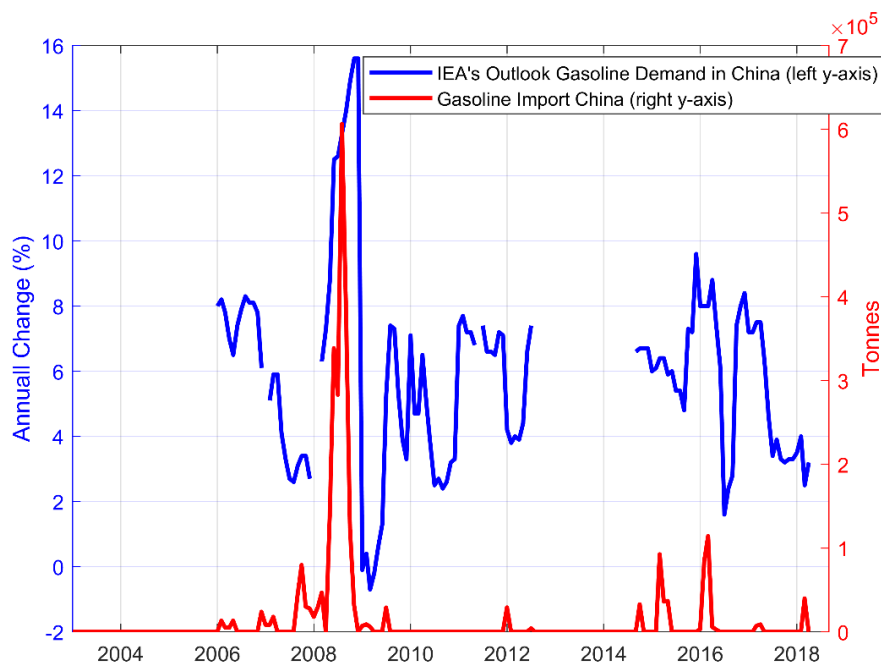


Abbildung 20: Benzinnachfragewachstumsprognose der IEA für China (Datenquelle: IEA-Berichte, eigene Zusammenstellung) vs. Benzinimportmengen von China laut chinesischer Zollbehörde, rote Linie (Datenquelle: Thomson Reuters)

## 4.7 Öltransport

Das Rohöl wird selten direkt an der Förderstelle verarbeitet. Die Hauptförder- und Verbrauchsregionen des Rohöles liegen in unterschiedlichen Ländern und Kontinenten. Zum Beispiel sind die Hauptkunden der drei größten OPEC-Mitglieder (Saudi-Arabien, Iraq und Iran), nämlich China, Japan und Indien, nur per Tanker für das OPEC-Rohöl erreichbar. Die Ölproduktionen in Sibirien oder in den tiefen Wäldern Albertas in Kanada können dagegen nur per Pipeline transportiert werden. Die Bahn und Lkw-Tanker erfordern sehr gute Infrastruktur und werden daher nur eingeschränkt zum Öltransport eingesetzt. Die globale Ölproduktion wird zum größten Teil durch Tanker oder Pipelines transportiert.

### 4.7.1 Tankerraten

Mehr als 61% der globalen Ölproduktion (ca. 60 Millionen Barrel pro Tag) wird per Seefracht transportiert (siehe US-EIA Ref. 3). Je nach Routeneigenschaften werden verschiedene Tankergrößen zum Transport von Rohöl oder Erdölzeugnissen eingesetzt. Abbildung 21 vergleicht die Tankergrößen und deren Transportkapazitäten. Zum Transport des Rohöls werden in der Regel VLCC (Very Large Crude Carriers) oder die Supertanker ULCC (Ultra Large Crude Carriers) eingesetzt. Ein durchschnittlicher VLCC mit einer Transportkapazität von 250 tausend DWT<sup>17</sup> kann 2.215.000 Barrel Öl transportieren (tägliche Ölexporte eines Landes wie Iran, November 2018). Abbildung 22 zeigt die Anzahl der Öltanker weltweit nach Transportkapazitäten. Wie diese Abbildung zeigt, ist die Anzahl der Öltanker seit 2013 stetig gestiegen. Nimmt man eine Tankerkapazität von 50.000 metrische Tonnen als Durchschnittsgröße aller weltweiten Tanker an und multipliziert diese Zahl mit 9000, der Durchschnittsanzahl der Tanker weltweit zwischen 2013 und 2018, stellt man fest, dass die weltweite Öltankerflotte eine Transportkapazität von 3.826 Millionen Barrel Öl besitzt. Nimmt man für jede Route hin und zurück 60 Tage an (also ist jeder Tanker nur alle 60 Tage für eine neue Ladung verfügbar), so kann die weltweite Tankerflotte pro Tag ca. 63 Millionen Barrel Rohöl transportieren. Dies stimmt mit den Angaben der US-EIA zu den Seetransportvolumen des Ölmarktes (siehe oben) überein bzw. deutet darauf hin, dass der Tankermarkt eher überversorgt ist.

---

<sup>17</sup> DWT (Dead Weight Tonnage) gibt die um das Eigengewicht bereinigte Tonnage an, welche ein Schiff transportieren kann.

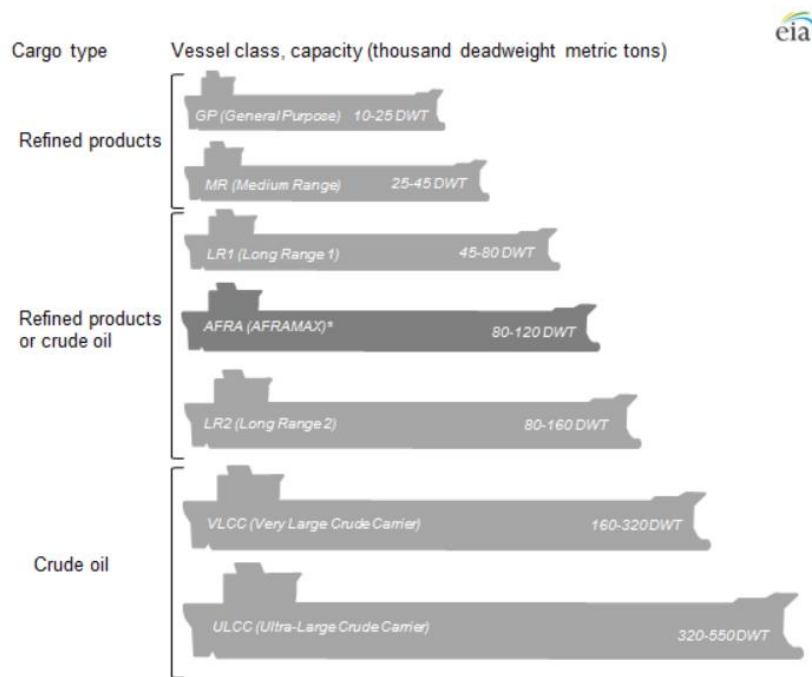


Abbildung 21: Tankergrößen<sup>18</sup> (Quelle: US-EIA Ref. 3)

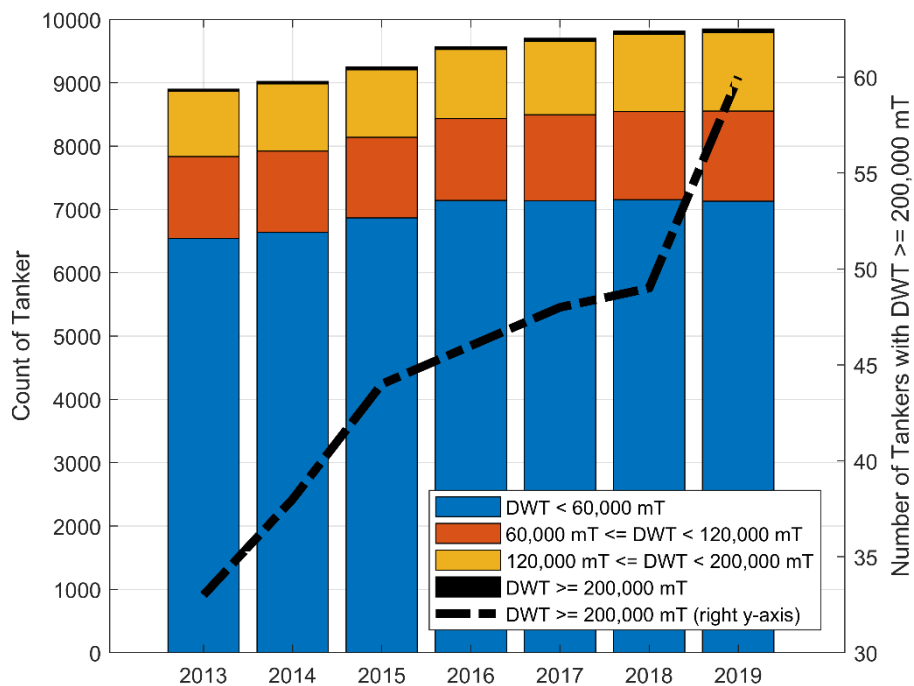


Abbildung 22: Jährliche Daten zur Anzahl der Öltanker (Datenquelle: Thomson Reuters)

<sup>18</sup> Eine DWT-Rohöl entspricht ca. 8,5 Barrel.



Die Transportkosten der Öltanker für verschiedene Routen sind unterschiedlich. Abbildung 23 zeigt die Tankerraten für vier verschiedene Seerouten. Wie dieser Abbildung zu entnehmen ist, lagen die Transportkosten zwischen 2002 und 2018 im Durchschnitt bei 2 USD/Barrel. Dies entspricht, bei einem Rohöldurchschnittspreis von 50 USD/Barrel, lediglich 4% des transportierten bzw. gelandeten Ölpreises. Auch das Niveau der Transportkosten hat sich trotz steigender globaler Ölnachfrage (siehe Abbildung 1) kaum verändert. Dies liegt daran, dass die Anzahl der Tanker, wie oben dargestellt, gestiegen ist. Die Anzahl der VLCC/ULCC ist von 30 Tankern in 2013 auf 60 in 2018 gestiegen.

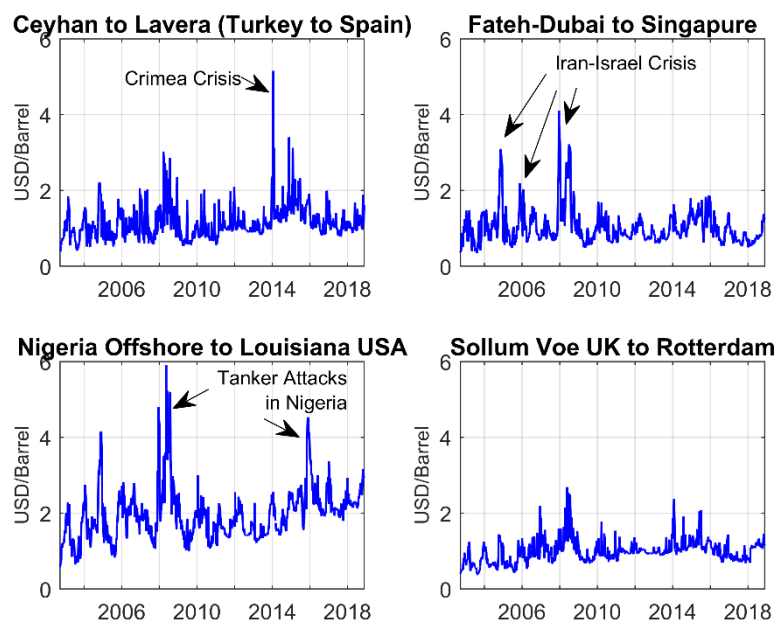


Abbildung 23: Tägliche Tankerraten für die vier wichtigsten Seerouten (Datenquelle: Thomson Reuters)

Wie Abbildung 23 weiterhin zeigt, weisen die Tankerraten je nach Seeroute unterschiedliche Volatilitäten auf. Während z.B. bei den Tankerraten auf der Seeroute von Nigeria in die USA oder von Dubai nach Singapur hohe Fluktuationen zu erkennen sind, sind die Tankerraten für die Route von UK nach Rotterdam in dem Betrachtungszeitraum sehr stabil gewesen. Die Sicherheitslage einer Region ist für die Tankerraten dieser Region von erheblicher Bedeutung. Militärische und geopolitische Konflikte stellen für die Tanker- sowie Versicherungsunternehmen ein hohes Risiko dar (hohe Risikoprämie), was umgehend dazu führt, dass die Tankerraten bei Krisen stark steigen. Während des Bürgerkrieges in Nigeria in 2007-2008 gab es vermehrt Tankerattacken im Golf von Guinea (siehe Kapitel 6 für Event-Analyse). In 2007-2008 war außerdem das Risiko eines militärischen Konfliktes zwischen Iran und Israel signifikant gestiegen, was dazu führte, dass die Tankerraten im Persischen Golf stark zunahmen. Zwar führen die geopolitischen Konflikte zu starken Erhöhungen bei den Tankerraten, trotzdem bleiben die Tankerraten stets ein Bruchteil des

transportierten Ölpreises. Daher können die geopolitischen und militärischen Krisen die Ölpreise nicht durch die Transportkosten beeinflussen, sondern sie führen zu hohen Risikoprämien direkt in den Ölpreinsniveaus. Aus diesem Grund werden die Tankerraten in dieser Arbeit nicht als ein direkter Preiseinflussparameter in die empirischen Modellierungen mitaufgenommen. Aus den Tankerraten kann man jedoch implizit Hinweise auf Krisen und geopolitische Unruhen in den Ölförderregionen wie z.B. Persischer Golf oder Nigeria ableiten.

Es gibt nur wenige Studien, die sich mit dem Zusammenhang zwischen den Ölpreisen und der Öltankerraten beschäftigen. Alizadeh und Nomikos 2004 gehen der Frage nach, ob ein Zusammenhang zwischen den Öltankerraten der Seeroute von Nigeria in die USA und den Preisdifferenzen zwischen den Spotpreisen der nigerianischen Ölsorte Bonny und den WTI-Terminpreisen mit drei Monaten Laufzeit besteht. Sie setzen ein VEC-Modell ein und können keinen empirischen Beweis dafür finden, dass es einen langfristigen Zusammenhang zwischen diesen Variablen gibt.

#### 4.7.2 Schwimmende Öllager

Jeder Öltanker kann im Prinzip auch als Lager und somit als sogenanntes schwimmendes Öllager (Floating Storage) eingesetzt werden. Wie im letzten Abschnitt dargestellt, machen die Öltransportkosten ca. 4% des transportierten Ölpreises (bei einem Ölpreis von 50 USD/bbl.) aus. Sollte der Tanker-Besitzer eine Preiserhöhung erwarten, die über den Transportkosten liegt, könnte er theoretisch den Tanker „parken“ und den prognostizierten Zeitpunkt abwarten. Da dies als ein **spekulatives Marktverhalten** bezeichnet werden kann, wird im Folgenden der Zusammenhang zwischen den schwimmenden Öllagern und den Ölpreisen empirisch untersucht. Um den Einfluss solcher Geschäftsstrategien auf die Öl-Spotpreise zu analysieren, muss man wissen, welche Mengen an Öl eigentlich ‚geparkt‘ werden bzw. wie viel Öl ein solches Verhalten dem Markt vorenthalten kann. Der Datenanbieter Thomson Reuters bietet seit 2015 Daten an VLCC-Floating-Storages an. Dabei handelt es sich um Ölmengen, die in VLCC-Tanker geladen sind, die über 30 Tage stationär (geparkt) sind. Mit Hilfe der Satteliten-Technik kann man heutzutage die Position und die Geschwindigkeit jedes Schiffes genau beobachten. Abbildung 24 zeigt tägliche Daten über die VLCC-Floating-Storages (um iranische Tanker-Öllager bereinigt<sup>19</sup>) im Vergleich zu den Brent-Spotpreisen. Wie dieser Abbildung zu entnehmen ist, sind zwischen 2015 und 2018 im Durchschnitt 50 Millionen Barrel geparkt gewesen. Diese Mengen entsprechen Transportkapazitäten von ca. 25 VLCC-

---

<sup>19</sup> Aufgrund fehlender Investitionen im Iran zum Aufbau von Onshore-Öllagern, setzt dieses Land ein Teil seiner Tankerfloate als Öllager ein.

Tankern. Mit einem täglichen Ölverbrauch von 90 Millionen Barrel pro Tag weltweit, entsprechen 50 Millionen Barrel lediglich 0,01% des jährlichen globalen Ölverbrauches.

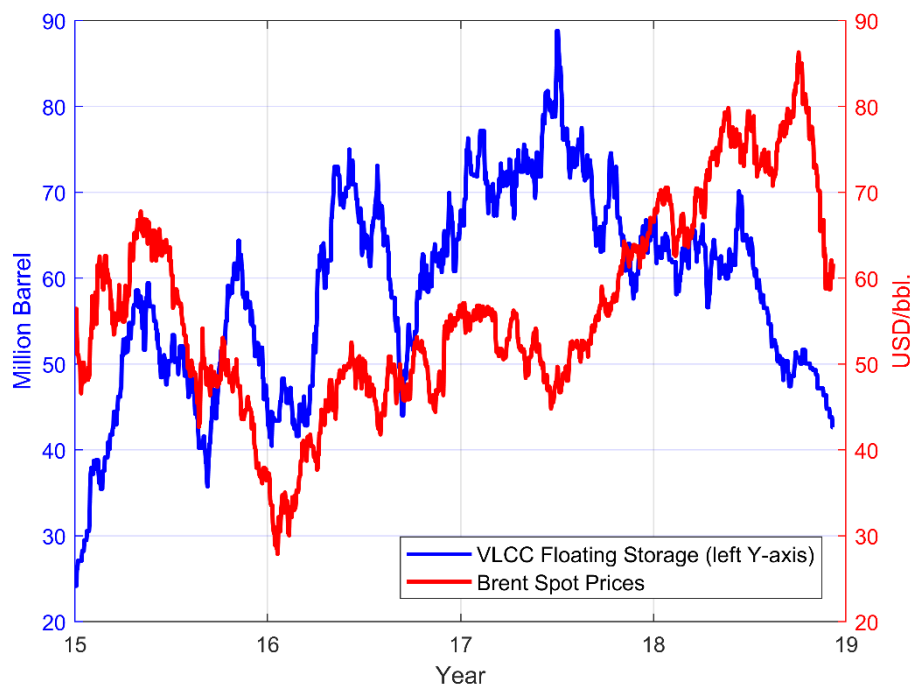


Abbildung 24: Tägliche Daten über VLCC-Floating-Storages und Brent Spotpreise (Datenq.: Thomson Reuters)

In der Abbildung oben kann man zwar keinen Dauer-Zusammenhang erkennen, es fällt jedoch auf, dass die Zeitreihen zwischen Mitte 2017 und dem 4Q2018 eine starke negative Korrelation aufweisen. Während in dieser Zeit die Ölpreise steil gestiegen sind, sinken die schwimmenden Öllager zeitgleich. Dies deutet auf einen Versorgungsengpass und/oder hohe Nachfrage in diesem Zeitraum hin. In der anderen Zeitperiode von 2015 bis Mitte 2017, als die Preise um das Level 50 fluktuiert haben, kann man keinen klaren Trend in den schwimmenden Öllagern feststellen. Leider reicht die Historie der Floating-Storages-Daten nicht aus, um in die empirische Analyse in Kapitel 9 aufgenommen zu werden, welche für den Zeitraum Januar 2006 bis April 2018 mit Hilfe von monatlichen Ölmarktdaten durchgeführt wird. Trotzdem bieten die täglichen Daten ausreichend Historie für eine VAR-Analyse, um Kausalitäten zwischen den Ölspotpreisen und den schwimmenden Öllagern zu untersuchen.

Es wird daher im Folgenden die **Hypothese** aufgestellt, dass:

- die schwimmenden Öllager die Ölspotpreise kausal beeinflussen.

Um diese Hypothese zu überprüfen, wird ein VAR-Modell mit zwei Variablen, nämlich die logarithmierten Renditen (Log>Returns) der Brent-Spotpreise sowie die der VLCC-Floating-Storages aufgestellt. Bezüglich der Auswahl der Lag-Länge für das VAR-Modell werden fünf

VAR(i)-Modelle mit den Lag-Längen  $i = 1$  bis fünf geschätzt (Berechnungen erfolgten in Matlab 2017b) und deren Bayessches-Informationskriteriums (BIC) sowie Log-Likelihood-Werte miteinander verglichen.

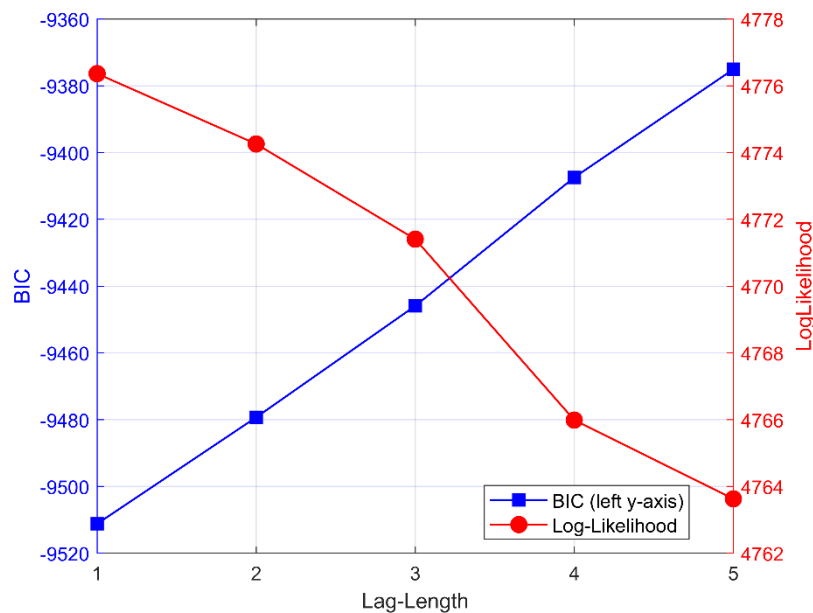


Abbildung 25: Auswahl der Lag-Länge für das VAR-Modell mit den Log>Returns der Brent-Spotpreise und den schwimmenden Öllagerdaten (Software: Econometrics Toolbox, Matlab 2016b)

Wie Abbildung 25 oben nahelegt, weist ein VAR(1)-Modell den höchsten Log-Likelihood-Wert sowie den niedrigsten BIC-Wert auf. Aus diesem Grund wird das folgende VAR(1)-Modell zur Analyse der Kausalität zwischen den beiden oben genannten Parametern aufgestellt:

$$Y_t = c + A_1 Y_{t-1} + u_t$$

wo

$$Y_t = \begin{bmatrix} Y_{1,t} \\ Y_{2,t} \end{bmatrix}; c = \begin{bmatrix} c_1 \\ c_2 \end{bmatrix}; A_1 = \begin{bmatrix} \alpha_{1,1(1)} & \alpha_{1,2(1)} \\ \alpha_{2,1(1)} & \alpha_{2,2(1)} \end{bmatrix}; Y_{t-1} = \begin{bmatrix} Y_{1,t-1} \\ Y_{2,t-1} \end{bmatrix}; u_t = \begin{bmatrix} u_{1,t} \\ u_{2,t} \end{bmatrix}$$

$Y_{1,t}$  und  $Y_{2,t}$  sind die Log>Returns der jeweiligen Brent-Spotpreise und der schwimmenden Öllager;  $c_1$  und  $c_2$  sind die Konstanten, die Matrix  $A$  beinhaltet die Koeffizienten des VAR(1)-Modelles und  $u_{1,t}$  und  $u_{2,t}$  sind die Residuen der VAR-Gleichungen. Der Koeffizient  $\alpha_{1,2(1)}$  stellt den Einfluss der Veränderungen in den schwimmenden Öllagern in  $t - 1$  auf die Brent-Spotpreisveränderungen in  $t$  dar und der Koeffizienten  $\alpha_{2,1(1)}$  fasst den Einfluss der Veränderungen der Brent-Spotpreise in  $t - 1$  auf die Veränderungen der Floating-Storages in  $t$  auf. Tabelle 2 zeigt die Ergebnisse der Modellschätzung:

	<i>Value</i>	<i>Standard Error</i>	<i>T-Statistic</i>	<i>p-Value</i>
$c_1$	0.00014	0.000714	0.2081	0.8351
$c_2$	0.00042	0.000728	0.5881	0.5564
$\alpha_{1,1}$	-0.07868	0.031222	-2.520	0.0117*
$\alpha_{1,2}$	0.03062	0.031847	0.9614	0.3363
$\alpha_{2,1}$	0.00646	0.030479	0.2120	0.8320
$\alpha_{2,2}$	0.09376	0.031088	3.0161	0.0025**

Test statistics reject the null hypothesis at the \*5%, \*\*1% level

Tabelle 2: VAR(1)-Modellergebnisse mit Floating-Storages und Brent-Spotpreisen  
(Software: Econometrics Toolbox, Matlab 2016b)

Wie der Tabelle oben zu entnehmen ist, können keine Kausalitäten zwischen den Brent-Spotpreisen und den schwimmenden Öllagern festgestellt werden. Weder  $\alpha_{1,2}$  noch  $\alpha_{2,1}$  weist eine statistische Signifikanz auf. Damit kann die in diesem Abschnitt aufgestellte Hypothese, dass die schwimmenden Öllager (spekulatives Parken des Rohöles in den Tankern) die Ölpreise kausal beeinflussen, abgelehnt werden. Nach bestem Wissen des Autors wurde der kausale Zusammenhang zwischen den Ölpreisen und den Floating-Storages bis jetzt noch in keiner Studie untersucht. Dies stellt einen weiteren Beitrag der vorliegenden Arbeit für die Wissenschaft zum Thema Spekulation auf dem Markt dar.

#### 4.7.3 Sicherheit der Meerengen

Wie oben erwähnt, wird mehr als 61% der globalen Ölproduktion per Seefracht transportiert. Dies unterstreicht die Bedeutung der Seefahrt für die Versorgungssicherheit des globalen Ölmarktes. Abbildung 26 zeigt für den Öltransport die wichtigsten Meerengen und deren Transportvolumen. Die Straße von Hormuz im Persischen Golf sowie die Malakka Meerenge in Südasien sind die zwei wichtigsten Meerengen weltweit mit Öltransportvolumen von jeweils 19 und 16 Millionen Barrel pro Tag. Das heißt, dass ca. 30% des globalen Öl-Seetransportes durch die Straße von Hormuz erfolgt (siehe Tabelle 3). Des Weiteren kann man der Abbildung 26 entnehmen, dass drei wichtige Meerengen, nämlich die Straße von Hormuz, die Bab el-Amandab Meerenge (4,8 mln bpd) und der Suez-Kanal (5,5 mln bpd) direkt im Nahen Osten liegen. Damit ist ein erheblicher Teil des globalen Öltransportes unmittelbar der Sicherheitslage im Nahen Osten ausgesetzt. Diese drei Meerengen sind schmale Routen und die Tanker dort können mit einfachsten militärischen Ausrüstungen wie z.B. Schnellbooten, Seeminen oder leichten Artilleriegeschützen getroffen werden.

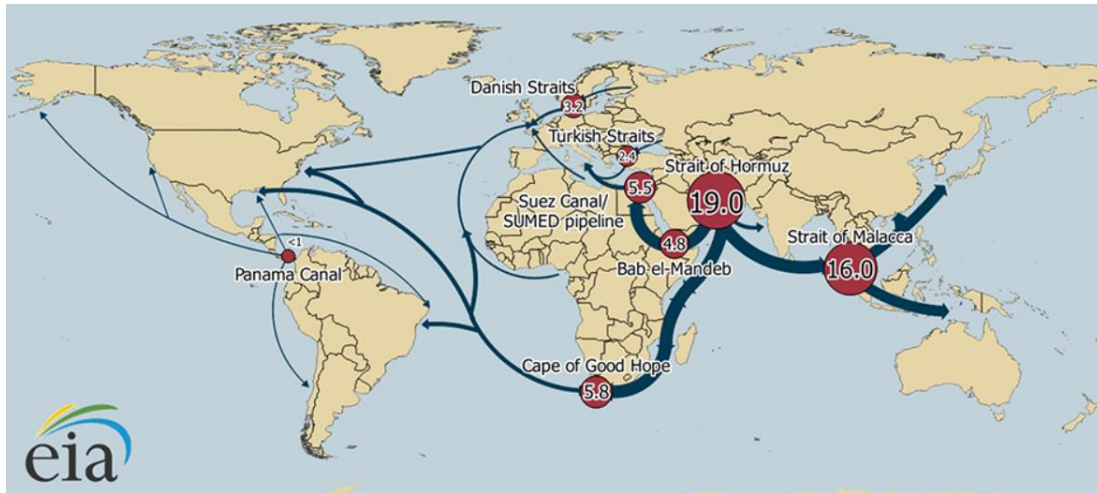


Abbildung 26: Die für den Öltransport wichtigsten Meerengen weltweit, Angaben in mb/d (Quelle: US-EIA Ref. 3)

Aus diesem Grund stellt die Sicherheitslage der in der obigen Abbildung gezeigten Meerengen einen signifikanten Einflussfaktor für die Ölpreise dar. In der Event-Analyse in Kapitel 6 werden die historischen Ereignisse wie z.B. die mehrfachen Drohungen Irans, die Straße von Hormuz zu schließen, oder die Marktbefürchtungen um die Sicherheitslage des Suez-Kanals im Zuge des Arabischen Frühlings in Ägypten, gezeigt.

Location	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Strait of Hormuz	17.0	16.8	16.6	16.9	17.0	18.5
Strait of Malacca	14.5	15.1	15.4	15.5	15.5	16.0
Suez Canal and SUMED Pipeline	3.8	4.5	4.6	5.2	5.4	5.5
Bab el-Mandab	3.3	3.6	3.8	4.3	4.7	4.8
Danish Straits	3.0	3.3	3.1	3.0	3.2	3.2
Turkish Straits	2.9	2.7	2.6	2.6	2.4	2.4
Panama Canal	0.8	0.8	0.8	0.9	1.0	0.9
Cape of Good Hope	4.7	5.4	5.1	4.9	5.1	5.8
<b>World maritime oil trade</b>	<b>55.5</b>	<b>56.4</b>	<b>56.5</b>	<b>56.4</b>	<b>58.9</b>	<b>n/a</b>
<b>World total petroleum and other liquids supply</b>	<b>88.8</b>	<b>90.8</b>	<b>91.3</b>	<b>93.8</b>	<b>96.7</b>	<b>97.2</b>

Note: Data for Panama Canal are by fiscal year.

Sources: U.S. Energy Information Administration analysis based on Lloyd's List Intelligence, Panama Canal Authority, Argus FSU, Suez Canal Authority, GTT, BP Statistical Review of World Energy, IHS Waterborne, Oil and Gas Journal, and UNCTAD, using EIA conversion factors.<sup>4</sup>

Tabelle 3: Transportierte Volumen an Rohöl- und Erdölprodukten durch Meerengen (Quelle: US-EIA Ref. 3)

#### 4.7.4 Pipelineausfälle

Die Pipelines stellen nach den Tankern weltweit das zweit wichtigste Transportmittel für Rohöl dar. Die Pipelines verbinden die Förderstellen oder die Ölabladehäfen mit den Raffinerien. Die Raffinerien werden in der Regel nahe an den größten Verbraucherregionen jedes Landes gebaut, während die Ölförderstellen oft sehr weit entfernt (manchmal mehrere tausend Kilometer) von den bevölkerungsreichen Regionen liegen. Das Rohöl ist eine viskose Flüssigkeit und man braucht mehrere Druckstationen entlang der Pipelines, um das Rohöl in Fluss zu halten. Der Betrieb jeder Pipeline hängt damit von der Energieversorgung ihrer Druckstationen ab. In den USA erfolgt die Elektrizitätsversorgung z.B. durch Stromleitungsmasten. Damit besteht die Gefahr, dass bei **Windstürmen, Hurrikans, Überflutungen** oder **Waldbränden** die Energieversorgung der Pipelines unterbrochen bzw. beeinträchtigt wird. Sollten mehrere Druckstationen gleichzeitig ausfallen, wird auch die Produktion eingestellt. Je nach Ausmaß des Ausfalls und der Erreichbarkeit der betroffenen Regionen können die Reparaturarbeiten unterschiedlich lange andauern. Bei Unterseepipelines oder im Falle einer Überflutung oder eines starken Hurrikans können bis zur Wiederherstellung der Infrastruktur und Wiederinbetriebnahme der Pipeline mehrere Wochen vergehen. Während der Ausfallzeit der großen Pipelines reagiert der Markt auf weitere Produktionsausfälle oder Versorgungsunsicherheiten stärker. Auch Pipeline-Lecks und damit verbundene Umweltschäden sind häufiger Auslöser von langanhaltenden Pipelineausfällen. Des Weiteren stellen die Pipelines ein leichtes Ziel für terroristische Angriffe oder gewaltbereite Demonstranten dar. Wie in der Event-Analyse in Kapitel 6 gezeigt wird, sind die Pipelineausfälle ein sehr häufiges Phänomen auf dem Ölmarkt. Über die Pipelineausfälle wird in den normalen Medien jedoch kaum berichtet und damit bleibt deren Relevanz für den Ölmarkt für die breite Gesellschaft unerwähnt.

**Zusammenfassung:** In diesem Kapitel wurde eine umfassende Analyse zu den fundamentalen Faktoren des Ölmarktes sowie den Ereignissen auf dem Ölmarkt im Zeitraum von Januar 2006 bis April 2018 durchgeführt. Dabei lag der Fokus der Analysen auf den Zeitraum 1H2007 bis 1H2008, in dem die Ölpreise stark gestiegen sind. Die monatlich aufgelösten Daten der US-Energieinformationsbehörde über das globale Ölangebot und die Nachfrage wurden untersucht. Diese Daten zeigen, dass sich der Ölmarkt im Zeitraum 1H2007 bis 1H2008 in einer ausgeprägten Unterversorgungssituation befand. Des Weiteren wurde eine ausführliche Analyse über Produktion der OPEC- und Nicht-OPEC-Länder durchgeführt. Die Ergebnisse dieser Analyse bestätigen einen Unterversorgungszustand von 1H2007 bis 1H2008 (die OPEC-Beschlüsse und -Strategien sind, nach bestem Wissen des Autors, noch in keiner wissenschaftlichen Studie in so einem breiten Umfang untersucht worden). Während

die Nicht-OPEC-Produktion zwischen 2004 und 2008 stagnierte, wuchs die globale Ölnachfrage, bedingt durch eine rasant wachsende globale Wirtschaft in diesem Zeitraum, sehr stark. Die hohe Ölnachfrage sowie die stagnierende Nicht-OPEC-Produktion erhöhten die globale Nachfrage nach OPEC-Öl (Call on OPEC Oil) und damit die Relevanz der OPEC-Versorgung. Die Untersuchung zu der OPEC-Strategie und den -Beschlüssen in diesem Kapitel zeigen, dass die OPEC in diesem Zeitraum eine aktive Produktionskürzungsstrategie mit hoher Einhaltequote betrieb. Die Untersuchung der Produktionsdaten von Nigeria sowie die Analyse der Tankerraten für die Route von Nigeria in die USA liefern weitere Hinweise auf die angespannte Versorgungslage des größten afrikanischen OPEC-Produzenten in diesem Zeitraum.



## 5 Geopolitische Faktoren

Laut Daten der Internationalen Energiebehörde (siehe IEA Ref.1) deckt Erdöl bis heute den größten Anteil des globalen Primärenergieverbrauchs. Dieser hohe Anteil unterstreicht die hohe Bedeutung der Öl-Versorgungssicherheit für die globale Wohlfahrt und die Weltwirtschaft. Dabei ist es eine allgemein bekannte Tatsache, dass ein Großteil der Ölproduktionsquellen in den Regionen liegen, die seit Jahrzehnten durch geopolitische und ethnische Konflikte gekennzeichnet sind. Die wichtigste Region für die weltweite Ölproduktion ist der Nahe Osten, die nach dem zweiten Weltkrieg mehrere Kriege, Putsche, innenpolitische Unruhen, Revolutionen, Bürgerkriege und zwischenstaatliche Machtkonflikte erlebt hat. Ein Großteil dieser Konflikte (die meist aus ideologischen, religiösen und ethnischen Gründen entstanden sind) ist bis heute ungelöst und führt zu einer dauerhaften latenten Destabilisierung der Region. Laut OPEC Angaben stammte 76,2% der OPEC-Produktion in April 2018 aus Mitgliedsstaaten, die im Nahen Osten liegen (siehe OPEC-Report von April 2018). Betrachtet man den Anteil der OPEC an der globalen Ölproduktion, welche laut US-EIA in 2017 bei 43% lag, wird ca. 33% der täglichen globalen Ölnachfrage durch Produktionsquellen im Nahen Osten abgedeckt. Hier wird auf drei bedeutendsten Regionen für die weltweite Ölversorgungssicherheit im Nahen-Osten eingegangen und deren Relevanz näher präsentiert.

### **Iran und die Straße von Hormus:**

Alle Nahost-Mitglieder der OPEC (Saudi-Arabien, Iraq, Iran, Kuwait, Vereinigte Arabische Emirate und Qatar) liegen um den Persischen Golf und somit muss ein Großteil der Ölproduktion dieser Länder durch die Hormus-Meerenge exportiert werden. In Abschnitt 4.7.3 wurde die Sicherheit der wichtigsten für den weltweiten Öltransport relevanten Meerengen diskutiert. Dabei wurde gezeigt, dass ca. 30% des globalen Öl-Seetransportes durch die Straße von Hormus erfolgt. In Zeiten drohender militärischer Auseinandersetzungen (mit den USA oder Israel) setzt Iran diese Meerenge als ein Abschreckungsinstrument ein und droht sie im Falle eines militärischen Angriffes auf den Iran oder einer Blockade seiner Ölexporte zu schließen. Zwar sind die US-Militäreinheiten im Persischen Golf in der Lage, jede iranische Blockade dieser Meerenge binnen weniger Tage aufzuheben, eine US-Intervention zur Freimachung dieser Meerenge würde jedoch einen flächendeckenden Krieg mit unvorhersehbaren Folgen in der Region zur Folge haben. Des Weiteren werden aufgrund des Atomprogramms dieses Landes Wirtschaftssanktionen durch Ölexportembargos der internationalen Gemeinschaft gegen Iran eingeführt. In 2011 und 2018 wurden Ölembargos gegen Iran eingesetzt, welche die iranischen Ölexporte signifikant getroffen haben (siehe Abbildung 27).

## Iraq: Instabile Ölversorgung

Iraq ist einer der wichtigsten OPEC-Mitgliedstaaten und besitzt die viertgrößten nachgewiesenen Ölreserven der Welt (siehe Abbildung 13). Die politische Lage dieses Landes ist jedoch sehr instabil. Nach der Beseitigung von Saddam-Hossein durch eine militärische Intervention der USA und ihrer Verbündeten ist das Land durch zahlreiche ethnische und religiöse Konflikte bis heute nicht zur Ruhe gekommen. Im Folgenden werden die zwei wichtigsten ölreichen Regionen dieses Landes vorgestellt, die (geografisch) im Zentrum dieser ethnischen und religiösen Konflikte liegen. Die Internationale Energiebehörde hat in ihrem Iraq Energy Outlook von 2012 die Produktionsmengen je nach Region und auch das Produktionswachstumspotential in diesen Regionen wie folgt angegeben:

Central Scenario	2011	2015	2020	2025	2030	2035
South	2.0	3.2	4.8	5.4	5.8	6.4
Big 4	1.8	2.8	4.2	4.7	5.1	5.6
Centre	0.0	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3
North	0.7	0.8	1.1	1.3	1.4	1.6
West	0	0	0.01	0.01	0.02	0.02
<b>Total</b>	<b>2.7</b>	<b>4.2</b>	<b>6.1</b>	<b>6.9</b>	<b>7.5</b>	<b>8.3</b>

Tabelle 4: Produktions- und Wachstumsprognosedaten über Ölfelder in vier Regionen im Irak  
(Quelle: Iraq Energy Outlook der IEA, 2012)

Der Großteil der irakischen Ölproduktion kommt aus den Ölfeldern im Süden des Landes, gefolgt von nördlichen Produktionsstätten. Die Produktionsmengen im Süden des Iraks weisen das größte Wachstumspotential auf, während die nördlichen Lagerstätten (die schon vor dem ersten Weltkrieg in Produktion waren und die ältesten Ölfelder des Nahen Osten darstellen) erschöpft sind und keine weiteren großen Produktionserhöhungspotentiale bieten. Im Folgenden werden die geopolitischen Risiken in den zwei ölreichen Nord- und Süd-Regionen des Iraks näher dargestellt<sup>20</sup>.

### Irak: Basra-Ölfelder

Die südlichen Ölfelder im Irak um die Stadt Basra herum stellen die wichtigsten Ölproduktionsfelder dieses Landes dar (siehe IEA-Produktionsstatistik oben). Der Süden des

---

<sup>20</sup> Für mehr Informationen über die Ölwirtschaft des Iraks siehe IEA Ref. 2.

Iraks ist mehrheitlich schiitisch geprägt. Aufgrund des Machtkonfliktes zwischen den Schiiten und Sunniten in diesem Land werden die Einnahmen der Ölfelder in dieser Region von den Schiiten für sich beansprucht. Die militanten Gruppen dort werden durch den schiitischen Iran politisch (und militärisch) unterstützt und werden im Stellvertreterkrieg mit den US- und Britischen Truppen dort eingesetzt. In der Event-Analyse in Kapitel 6 werden solche Ereignisse präsentiert.

### **Iraq: Kirkuk-Ölfelder**

Die Kirkuk-Ölfelder liegen im Nord-Westen des Iraks und sind nach den ölreichen Felder im Süden des Iraks die zweitwichtigsten Förderquellen dieses Landes. Der Nord-Irak ist jedoch durch zahlreiche ethnische Konflikte geprägt. Die mehrheitlich kurdische Bevölkerung fühlt sich von der Zentralregierung in Bagdad benachteiligt und wird seit Ende des ersten Golfkriegs durch KRG (Kurdistan Regional Government) als autonome Region verwaltet. Neben den Macht- und Interessenkonflikten zwischen Bagdad und KRG über die Öleinnahmen herrscht zwischen der turkmenischen Minderheit und der kurdischen Mehrheit in dieser Region ebenfalls ein Konflikt über die Kontrolle der Ölfelder im Norden Iraks. Das Kirkuk-Öl wird über eine Pipeline in die Türkei und dort vom Ceyhan-Ölhafen aus nach Europa exportiert. Auch die fragile Sicherheit dieser Pipeline (in Hinblick auf die ISIS-Krise) stellt einen großen Versorgungs-Unsicherheitsfaktor dar. In der Event-Analyse in Kapitel 6 werden die geopolitischen und ethnischen Unruhen in dieser Region gezeigt.

### **Libyen**

Nach der militärischen Intervention der USA, Großbritanniens und Frankreichs gegen Libyen zur Beseitigung des Machthabers Gaddafi im März 2011 ist das Land aufgrund großer ethnischer- und Stammeskonflikte in einen Bürgerkrieg gestürzt. Die Ölproduktion des Landes brach in 2011 zusammen (siehe Abbildung 27) und bleibt aufgrund der Konflikte über die Öleinnahmen sehr volatil. Die Pipeline-Attacken und militärischen Auseinandersetzungen zwischen den rivalisierenden Gruppen dort stellt eine große Ölversorgungs-Unsicherheit dar. Solange in Libyen keine zentrale Regierung gebildet wird, wird die politische Lage und damit die Ölproduktion des Landes weiterhin unzuverlässig bleiben<sup>21</sup>.

---

<sup>21</sup> Für mehr Informationen über die Ölwirtschaft von Libyen siehe IEA Ref. 3.

## Venezuela

Venezuela mit den größten nachgewiesenen Ölreserven der Welt steckt seit fast zwei Jahrzehnten in einer politischen und wirtschaftlichen Krise. Als der Offizier Hugo Chávez am 6. Dezember 1998 die Präsidentschaftswahlen in Venezuela gewann, rief er die "Bolivarische Revolution" (propagiert als Sozialismus für das 21. Jahrhundert) aus. Er ordnete an, die Gewinne aus den Öleinnahmen an das Volk, genauer an die Anhänger des Präsidenten, zu verteilen (Süddeutsche Zeitung 26.Juli 2018). Im Dezember 2002 rief die Opposition zu einem Generalstreik auf, der bis Februar 2003 andauerte. In Folge dieses Streiks brach die Ölproduktion von Venezuela von 3 mln bpd auf ca. 0,6 mln bpd zusammen (siehe Abbildung 27) und es kam zu einer ausgesprochen starken Rezession. In 2012 starb der Revolutionsführer Chávez. Als in 2014 die Ölpreise zusammenbrachen, griff sein Nachfolger auf die Notenpresse zurück, um das Haushaltsdefizit zu finanzieren. In Folge dessen leidet Venezuela unter einer Hyperinflation. Laut Angaben des Internationalen Währungsfonds lag die Inflationsrate in Venezuela in 2017 bei einer Millionen Prozent, ähnlich wie Deutschland 1923. Aufgrund der wirtschaftlichen Krise und des Staatsbankrotts kann nicht in neue Ölförderprojekte investiert werden. Als Ergebnis ist die Ölproduktion dieses Landes ab 2016 innerhalb von zwei Jahren um mehr als die Hälfte (von 2,5 mln bpd in Dez 2015 auf 1,2 mln bpd in Dez 2018) gesunken (siehe Abbildung 27)<sup>22</sup>.

---

<sup>22</sup> Für mehr Informationen über Öl-Wirtschaft von Venezuela siehe IEA Ref. 4.

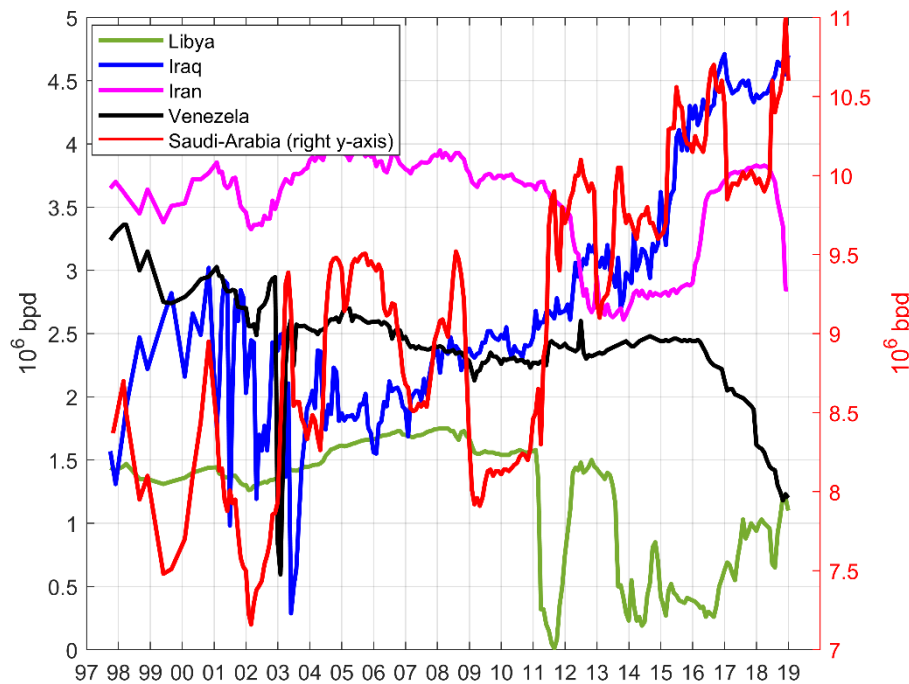


Abbildung 27: Ölproduktionsdaten von Saudi-Arabien, Irak, Iran, Libyen und Venezuela (Datenquelle: OPEC)

### Saudi-Arabien: der Marktstabilisator

Saudi-Arabien mit den größten Öl-Produktionsreservekapazitäten in der OPEC (siehe Abbildung 28) gilt als einziges Land in der Welt, welches in der Lage ist, große Ölversorgungsausfälle durch schnelle Produktionserhöhungen auszugleichen. Wie Abbildung 27 entnommen werden kann, hat Saudi-Arabien in den letzten zwanzig Jahren in Zeiten signifikanter Versorgungsausfälle seine Produktion binnen kurzer Zeit ausgeweitet, um Versorgungsengpässe auf dem globalen Ölmarkt vorzubeugen oder zu dämpfen. Zu den wichtigsten Produktionsausfällen in den letzten zwei Jahrzehnten zählen: Ende 2002 bis Anfang 2003 der große Ölstreik in Venezuela, 2003 Irakinvasion, 2011 Libyeninvasion, 2011 und 2018 Ölembargos gegen Iran. Diese Rolle als Öl-Marktstabilisator wie auch die großen Produktionsreservekapazitäten von Saudi-Arabien verleihen der Stabilität des Königreiches eine ausgesprochen hohe Bedeutung für den Ölmarkt. Aus diesem Grund sorgt jede innen- und außenpolitische Krise in Saudi-Arabien auf dem Ölmarkt für große Unsicherheit um die globale Versorgungssicherheit. In der Event-Analyse werden die geopolitischen Unruhen in Saudi-Arabien dargestellt.

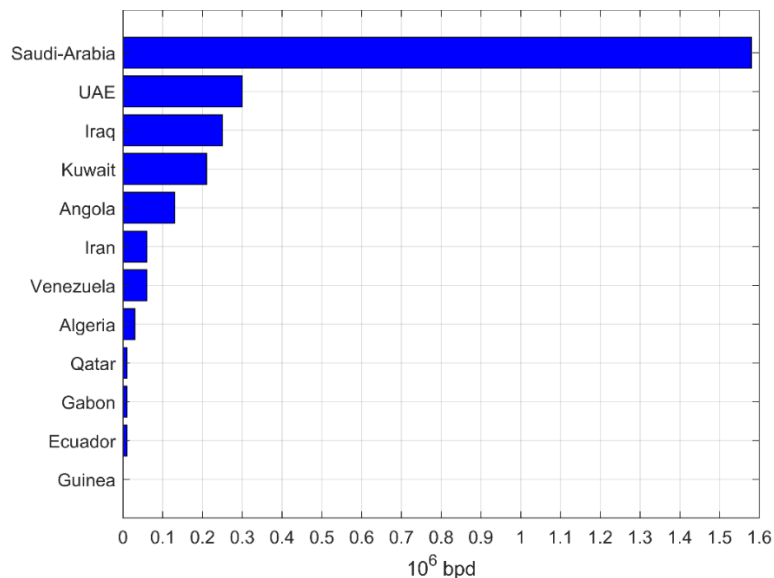


Abbildung 28: Produktionsreservekapazitäten (Spare Capacity) der OPEC-Länder im Juni 2018 (Datenquelle: IEA's Oil Market Report, Juli 2018)

### Nigeria: Delta-Region

Nigeria ist der größte Öl- und Gasproduzent Afrikas (Siehe IEA Ref. 5). Fast alle Öl- und Gasförderquellen liegen in der südlichen Delta-Region in diesem Land (Siehe IEA Ref. 5). Die Delta-Region ist durch mehrere soziale, ethnische und religiöse Konflikte gekennzeichnet. Ein Großteil der Konflikte entsteht zwischen den einheimischen Bewohnern dieser Region und den Ölkonzernen. Sie sehen die Öl- und Gasförderprojekte als Zerstörung ihrer Umwelt und fühlen sich durch die Ölkongzerne ausgebeutet, da sie sich nicht an den Öleinnahmen beteiligt sehen (siehe Niger Delta 2004<sup>23</sup>). Wie in der Event-Analyse in Kapitel 6 zu sehen ist, herrschte von Anfang 2007 bis Juli 2008 eine militärische Krise zwischen den bewaffneten Gruppen dieser Region und den Regierungstruppen, die zu zahlreichen Attacken auf die Ölinfrastruktur, Pipelines und Tankern führte. Im August 2008 kam es zu einem Friedensabkommen. Auch in 2016 gab es militärische Unruhen. Die Ursachen der Konflikte sind jedoch bis heute nicht gelöst und daher kommt es immer wieder zu gewaltsamen Auseinandersetzungen in dieser Region. Abbildung 29 zeigt den Verlauf der nigerianischen Ölproduktion sowie die Tankerraten für die Route von Nigeria in die USA.

<sup>23</sup> Diese Studie liefert eine sehr gute Übersicht über die Krisen und Konflikten in der Delta-Region Nigerias.

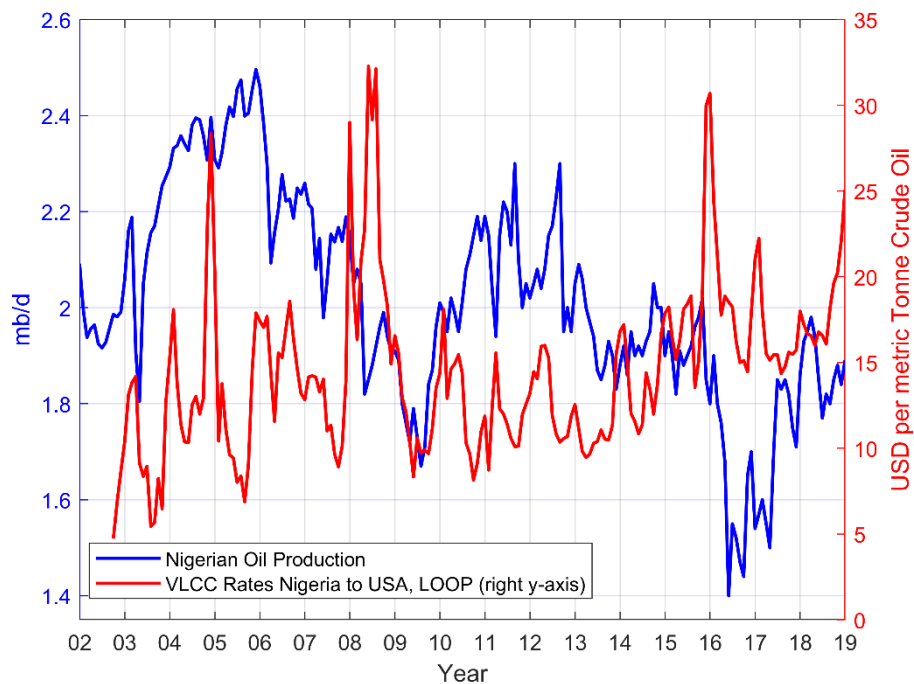


Abbildung 29: Nigerianische Ölproduktion und monatliche Mittelwerte der Ölgroßtankerraten, VLCC (Datenquelle: OPEC und Thomson Reuters)

Wie Abbildung 29 zeigt, ist die nigerianische Ölproduktion von 2006 bis 2009 wegen der militärischen Krisen ständig zurückgegangen. Zwischen Ende 2007 und Juli 2008 (siehe Event-Analyse) ist es zu mehreren Tankerattacken dort gekommen, die dazu geführt haben, dass die Öltankerraten für die Tankerroute Nigeria nach USA steil gestiegen sind. Auch in 2016 gab es in Nigeria militärische Auseinandersetzungen sowie erneute Tankerattacken im Golf von Nigeria, die zu signifikanten Produktionsausfällen und steilen Peaks in den Öltankerraten führten. Die Versorgungssicherheit in Nigeria bleibt aufgrund der Binnenkonflikte weiterhin unsicher.

**Geopolitische Unruhen in den großen Ölverbrauchsländer:** Geopolitische Unruhen in den großen Ölverbraucherregionen können Marktbefürchtungen um wirtschaftliche Stabilität auslösen. Da das Wirtschaftswachstum als ein Indikator für die Ölnachfrage betrachtet wird, können geopolitische Unruhen die Ölnachfrageprognosen der betroffenen Regionen beeinträchtigen. Eine solche Krise kann man in der chinesischen Sonderverwaltungszone Hongkong im August 2014 beobachten. Die sogenannte Umbrella-Revolution, die monatelang andauerte und zu Massenprotesten und gewaltsamen Auseinandersetzungen in Hongkong führte und sich in andere Teile Chinas auszuweiten drohte, löste große Sorgen um das chinesische Wirtschaftswachstum aus.

**Zusammenfassung:** In diesem Kapitel wurden die geopolitischen Konflikte in den für die Ölindustrie wichtigsten Regionen der Welt aufgezeigt. Es wurde dargestellt, dass die für die

weltweite Ölproduktion wichtigste Region, der Nahe Osten, mehrere Kriege, Putsche, innenpolitische Unruhen, Revolutionen, Bürgerkriege und zwischenstaatliche Machtkonflikte erlebt hat. Auch die geopolitische Lage in der Delta Region in Nigeria sowie Venezuela wurden untersucht. Aus den Ergebnissen wird deutlich, dass signifikante Mengen der Ölproduktion in sehr instabilen Regionen gefördert werden. Es wurde gezeigt, dass ein Großteil der Konflikte in diesen Regionen (die meist aus ideologischen, religiösen und ethnischen Gründen entstanden sind) bis heute ungelöst sind und zu einer dauerhaften, latenten Destabilisierung dieser Regionen führt.



## 6 Event-Analyse

In diesem Abschnitt wird eine umfassende Event-Analyse zu den fundamentalen Faktoren des Ölmarktes vorgestellt. Die Events stellen historische Ereignisse dar, aus welchen Ölpreisimpulse erwartet werden können. Als Hauptquelle für diese Event-Analyse dienen die monatlichen Ölmarktberichte der Internationalen Energiebehörde (IEA's Oil Market Reports). Weitere Events wurden durch umfassende Internetrecherche ermittelt. Die Events umfassen:

- **Geopolitische Unsicherheiten** wie militärische Auseinandersetzungen, geopolitische Krisen, politische Unruhen
- **Transportbedingte Ereignisse** wie Pipeline-Ausfälle
- **Wetterbedingte Ereignisse und Naturkatastrophen** wie Hurrikans im Golf von Mexico, Temperaturen in der nördlichen Hemisphäre, Waldbrände, Tsunamis und Überflutungen

Nach bestem Wissen des Autors gibt es in der wissenschaftlichen Literatur bis heute keine Studie, in der fundamentale Ereignisse, wie die oben erwähnten, in einer monatlichen Auflösung zur empirischen Analyse der Ölpreisentwicklungen berücksichtigt worden sind. Die Event-Analyse hier stellt damit einen innovativen Beitrag zum Stand der Wissenschaft zum Thema Ölmarktanalyse dar. Im Folgenden werden die Events in einem Zeitraum von Januar 2006 bis April 2018 vorgestellt. Die Farben der Events deuten auf den vermuteten Preiseffekt hin. Die grüne Farbe stellt die Hypothese dar, dass ein Event einen preissteigenden Einfluss gehabt hat und rot umgekehrt. Die farblich nicht gekennzeichneten Events werden als preisneutral betrachtet. Anhand dieser Zuordnung der vermuteten Preis-Effekte werden zwei Dummy-Variablen wie folgt definiert, die in Kapitel 9 für die empirische Untersuchung zur Spekulation angewendet werden:

**$D_t^+$  (Preiserhöhende Impulse):** Diese Dummy-Zeitreihe weist für den Monat  $t$  eine 1 auf, wenn in der Event-Analyse Ereignisse in diesem Monat beobachtet wurden, bei denen von einem preiserhöhenden Effekt ausgegangen werden kann. Eine Null in dieser Zeitreihe deutet darauf hin, dass es keine preiserhöhenden Events auf dem Markt gab.

**$D_t^-$  (Preissenkende Impulse):** Diese Variable ist ebenfalls eine Dummy-Zeitreihe, die die fundamentalen Events des Ölmarkts, aus welchen Preissenkungen erwartet werden können, darstellt. Ähnlich wie oben, weist die Zeitreihe  $D_t^-$  für den Monat  $t$  eine 1 auf, wenn in der Event-Analyse Ereignisse in diesem Monat beobachtet wurden, bei denen von einem preissenkenden Effekt ausgegangen werden kann. Eine Null in dieser Zeitreihe deutet darauf hin, dass es keine preissenkenden Events auf dem Markt gab.

Tabelle 5: Event-Analyse zu den Ölmarktereignissen und -unsicherheiten (Quelle: IEA-Ölmarktberichte sowie eigene Recherchen)

Publication Dates of IEA's OMRs	Major Financial and/or Geopolitical Crisis	Significant Supply Outages and/or Weather & Natural Catastrophes and/or Sentiment Drivers	$D_t^+$	$D_t^-$
Jan 06	Uncertainty about Iran's nuclear program. The International Atomic Energy Agency (IAEA) voted on 4 February to refer Iran to the UN Security Council on concerns over possible military application of its nuclear facilities. (see IEA's OMR of February 2006).	See IEA's OMR of February 2006: 1) Non-OPEC oil 'under-shoot' in 2005 was at 1.0 mb/d. 2) Security and technical problems and pipeline sabotage in Nigeria.	1	0
Feb 06	A Danish newspaper prints several negative cartoons depicting Muhammad. Violent demonstrations throughout Europe.		0	1
Mrz 06		Ongoing production slippage from Indonesia and Venezuela, plus ongoing attacks on supply infrastructure in Iraq and Nigeria (see IEA report of March 2006).	1	0
Apr 06	1) Iran announces on 11 April that Iran has successfully enriched uranium 2) U.S. stepping up plans to <i>attack Iran</i> , a New York Times article said.	IEA expressed in its April report a deep concern over the Non-OPEC supply growth: "there is a growing industry consensus that shortages in drilling equipment, technically qualified personnel and service company capacity may impede capacity recovery and lead to new field delays over the next two to three years at least".	1	0
Mai 06			0	0
Jun 06			0	0
Jul 06	1) Hezbollah fires rockets into Israel. In response, Israel launches a major military attack, sending thousands of troops into Lebanon. (July 13–Aug. 15). 2) On 31 July the International Atomic Energy Agency reports to the UN Security Council that it has found traces of highly enriched uranium at Iran's Natanz facility.	Outages in Iraq, Nigeria and Alaska (BP was shutting its 400 kb/d Prudhoe Bay field). See IEA's OMR of August 2006.	1	0
Aug 06	Iran worries took a back seat after the UN ultimatum deadline passed without incident, while a stable ceasefire in Lebanon helped to calm markets (see IEA's OMR of September 2006).		0	1
Sep 06		Peak of the hurricane season passed without significant outages, forecasts that no more storms are to be expected (see IEA's OMR of October 2006)	0	1
Okt 06			0	0
Nov 06			0	0
Dez 06		Unusually warm weather in northern hemisphere (see IEA's OMR of January 2007).	0	1
Jan 07			0	0
Feb 07		Very cold winter in northern hemisphere: the coldest February in the US for 30 years (see IEA's OMR of February 2007).	1	0
Mrz 07	1) Iran detains 15 British Marines on 23 March. 2) Rising geopolitical tension over Iran as (unfounded) rumours spread that Iranian and US naval forces had clashed in the Middle East Gulf (see IEA's OMR of April 2007).	A string of outages in Nigerian (-100 kb/d), Iraqi and OECD production (see IEA's OMR of April 2007).	1	0
Apr 07			0	0

Publication Dates of IEA's OMRs	Major Financial and/or Geopolitical Crisis	Significant Supply Outages and/or Weather & Natural Catastrophes and/or Sentiment Drivers	$D_t^+$	$D_t^-$
Mai 07		1) Nigerian Supply in June saw 815 kb/d of crude production shut-in due to rebel attacks and pipeline outages (see IEA's OMR of June 2007). 2) Gasoline market tightened in May by an unusually high level of unplanned refinery outages (see IEA's OMR of June 2007).	1	0
Jun 07		Nigerian Supply in June saw 765 kb/d of crude production shut-in due to rebel attacks and pipeline outages (see IEA's OMR of July 2007).	1	0
Jul 07		A severe earthquake hit Japan. Outage of Japan's largest nuclear plant (see IEA's OMR of August 2007).	1	0
Aug 07		Hurricanes Dean and Felix cut Mexican supply by 425 kb/d in August. (see IEA's OMR of Sep 2007).	1	0
Sep 07		Storm-related shut-ins in the Gulf of Mexico (see IEA's OMR of October 2007).	1	0
Okt 07	Crisis in Kirkuk in North-Iraq amid a referendum on whether Kirkuk province should become part of Iraqi Kurdistan.	In late October MEND rebels in Nigeria attacked a tanker (see IEA's OMR of Dec 2007).	1	0
Nov 07	Turkish parliament certifies military operations in Iraq.	Output of Nigeria was further reduced by some 50 kb/d in mid-November when a pipeline feeding the export terminal was blown up. An attack was also made on the Qua Iboe export terminal (see IEA's OMR of Dec 2007).	1	0
Dez 07		Outages on the Kirkuk-Ceyhan pipeline (see IEA's OMR of January 2008).	1	0
Jan 08		1) Production Outages in Azeri Chirag–Gunashli field. 2) Cold OECD weather (see IEA's OMR of January 2008).	1	0
Feb 08	1) Ethnic violence and armed clashes in the oil-rich city of Kirkuk between Kurds and Turks over the control of oil facilities and oil revenues. 2) Turkish military starts a major offensive in North Iraq.	Nigeria saw renewed field outages in early February in the troubled Niger Delta area, with shut-ins temporarily breaching 0.7 mb/d at one point in February (see IEA's OMR of March 2008)	1	0
Mrz 08	1) Iraq Spring Fighting: A series of clashes between the Shia Mahdi Army (supported by Iran) and the Iraqi Army supported by coalition forces, in southern Iraq to take back control of all oil facilities and oil exports in south Iraq from the Mahdi Army. 2) Fighting Between Israel and Hamas: The violence intensifies after Hamas begins to launch longer-range rockets at Israel.	Production outages in Nigeria continue (see IEA's OMR of April 2008).	1	0
Apr 08	Iraq Spring Fighting in oil-rich city Basra continues. Major escalation between British forces and Shia Mahdi Army over the control of oil facilities in Basra.	Production outages in North Sea. Strikes, pipeline sabotage and attacks on tankers cut Nigerian April supply by 150 kb/d (see IEA's OMR of May 2008).	1	0
Mai 08	War of Words between Iran and Israel escalates following comments by an Israeli official that an attack on Iranian nuclear facilities was "inevitable" (see IEA's OMR of June).	Pipeline outages and marketing constraints continued to curb Nigerian and Iranian supplies respectively (see IEA's OMR of June 2008).	1	0
Jun 08	1) Both Iran and Israel carry out large-scope military exercises. Iran fire long-range missiles, which could reach Israel. Israeli jets flew more than 1,400km, roughly the distance between Israel and Iran's main nuclear plant at Natanz (see CNN, NewYorkTimes, BBC news of June 2008). 2) Iran threatened to block the Strait of Hormuz if Iranian nuclear facilities attacked.	Attacks on pipelines, tankers and other oil installations in the Niger Delta. Total short-term and longer-term outages hit 900 kb/d in June (see IEA's OMR of July 2008).	1	0

Publication Dates of IEA's OMRs	Major Financial and/or Geopolitical Crisis	Significant Supply Outages and/or Weather & Natural Catastrophes and/or Sentiment Drivers	$D_t^+$	$D_t^-$
Jul 08			0	0
Aug 08		Hurricane Gustav proved less devastating than feared (see IEA's OMR of Sep 2008)	0	1
Sep 08	Ceasefire achieved between Nigerian government and key rebel groups.	Hurricanes Gustav and Ike cause significant outages in Gulf of Mexico. Longer-lasting supply outages as over 40% of US GOM crude production remains offline amid shuttered pipeline links (see IEA's OMR of October).	1	1
Okt 08		Rising concerns about a come-back of Nigerian oil.	0	1
Nov 08	15 Nov: The G20 meeting in Washington did not fix global finance (see The Economist of 16 Nov 2008)		0	1
Dez 08			0	0
Jan 09	The Russian/Ukrainian gas crisis		1	0
Feb 09			0	0
Mrz 09	The G20 meeting on 2 April boosted sentiment, as world leaders jointly pledged to support growth (see IEA's OMR of 10 April). G20 countries commit a total of \$1.1 trillion (10 <sup>18</sup> ) USD to help stimulate economies of developing countries, encourage world trade, and more strictly regulate financial firms.	Global Oil Supply down 3.4 mb/d year-on-year (see IEA's OMR of 10 April).	1	0
Apr 09			0	0
Mai 09	On 25 May North Korea Conducts Second Nuclear Test. War of words escalates between USA and North Korea.	Military tensions resume in Niger Delta region on May 15. Production outages in Nigeria as the security situation in the Niger Delta deteriorate, outages about 300 kb/d (see IEA's OMR of July 2009).	1	0
Jun 09	Upheavals in Iran: President Ahmadinejad Wins Re-election (13 June): Many people die in the biggest demonstrations in Iran since the 1979 revolution.	A wave of supply disruptions in Nigeria about 300 kb/d (see IEA's OMR of July 2009).	1	0
Jul 09			0	0
Aug 09			0	0
Sep 09			0	0
Okt 09	Iran Nuclear Crisis: Iran refuses the suggestion by the United Nations nuclear watchdog that it ship its stockpile of low-enriched uranium to Russia. USA, UK, and France warn Iran about a secret nuclear enrichment plant being built in that country. The allies want to impose international inspections on Iran.		1	0
Nov 09			0	0
Dez 09			0	0
Jan 10			0	0
Feb 10		Very cold winter weather in much of the northern hemisphere (see IEA's OMR of February 2010)	1	0
Mrz 10		Positive market sentiment amid expectations for an accelerating economic recovery this year (see IEA's OMR of April)	1	0

Publication Dates of IEA's OMRs	Major Financial and/or Geopolitical Crisis	Significant Supply Outages and/or Weather & Natural Catastrophes and/or Sentiment Drivers	$D_t^+$	$D_t^-$
Apr 10	Eurozone debt crisis starts: On 23 April Greece government declares bankruptcy and requests an initial loan of €45 billion from the EU and International Monetary Fund (IMF).	Macondo oil spill in Gulf of Mexico	1	1
Mai 10		Outages in Nigeria (100 kb/d) and Angola (70 kb/d). see IEA's OMR of June 2010.	1	0
Jun 10			0	0
Jul 10	The G-20 pushed for governments to reduce deficits at its end-June meeting in Toronto. It fuels concerns that new austerity measures will lead to a double-dip recession (see IEA's OMR of July 2010)		0	1
Aug 10	On 19 August the last US combat brigades withdraw from Iraq.		0	0
Sep 10		1) Several (weak) Hurricanes in USA 2) Large-scale production outages in Indonesia. Notably, the large, Duri and Minas fields onshore Sumatra, were partly shut-in at the end of September due to a gas leak (see IEA's OMR of November)	1	0
Okt 10			0	0
Nov 10	1) Arab Spring starts: Heavy Protests in Tunisia 2) North Korean Military attacks South Korean island.	Cold winter weather (see IEA's OMR of December)	1	1
Dez 10	Civil war in Libya starts as Arab Spring spreads to Libya.		1	0
Jan 11	1) Protests in Libya escalate and turn into a Civil war: Rebels seize key oil terminals 2) Arab Spring spreads in Egypt: Fears rise that the turmoil might disrupt Suez canal and SUMED pipeline flows or spread in the region (see IEA's OMR of February).	A series of outages continued to constrain production. Australia was battered by storms; Norway, the UK, India and Brazil saw technical problems force shut-ins, while Chinese production was hit by extreme cold. (see IEA's OMR of February)	1	0
Feb 11	1) Crisis in Libya (26 Feb): The UN Security Council votes unanimously to impose strong sanctions on Libya 2) Unrest in Middle East Spreads to Bahrain: Heavy protests in Bahrain (March 8)		1	0
Mrz 11	1) On 19 March, a multi-state NATO-led coalition began a military intervention in Libya. 2) Bahrain brings in troops from Saudi Arabia and the UAE to crack down against protestors (18 March). 3) Earthquake and tsunami in Japan (11 March) lead to nuclear outages.		1	0
Apr 11	Attacks by Colonel Gaddafi's forces on oil producing fields and infrastructure in the rebel-held eastern region in early April (see OMR of April 2011).		1	0
Mai 11			0	0
Jun 11		IEA announced on 23 June a coordinated release of 60 mb of strategic stocks for an initial 30 days, in response to the ongoing Libyan crisis (see IEA's OMR of July).	0	1
Jul 11			0	0
Aug 11	End of civil war in Libya on the horizon.		0	1

Publication Dates of IEA's OMRs	Major Financial and/or Geopolitical Crisis	Significant Supply Outages and/or Weather & Natural Catastrophes and/or Sentiment Drivers	$D_t^+$	$D_t^-$
Sep 11	The international grouping called the 'Friends of Libya' met in Paris on 1 September to offer support, including urging countries to unfreeze funds held by the former regime, while the EU lifted sanctions on Libyan overseas assets, ports and oil companies (see IEA's OMR of September).		0	1
Okt 11	Euro Debt Crisis: Two-day Strike in Greece and massive protests in Athens.		0	1
Nov 11	(Nov. 3): Greece's Prime Minister Papandreou calls off a referendum on Greece's new debt deal with the euro zone.		0	1
Dez 11	1) European governments have agreed in principle to impose a ban on imports of oil from Iran 2) Massive Protests in Russia.		1	0
Jan 12	1) US imposes sanctions on Iran's central bank. US bans also all Iran's Asian customers from importing Iranian oil 2) EU adopts an "unprecedented" economic embargo against Iran. 3) Iran threatens close off the transport of oil through the Strait of Hormuz.		1	0
Feb 12	New international sanctions targeting Iran's oil exports do not take effect until 1 July, but several European customers have already curtailed imports of Iranian crude and Asian buyers are also moving to line-up alternative supplies (IEA's OMR of Feb 2012)	Production outages in the North Sea and Canada (see IEA's OMR of March)	1	0
Mrz 12			0	0
Apr 12			0	0
Mai 12			0	0
Jun 12			0	0
Jul 12	Sanctions on Iranian oil take effect. Massive US military build-up in the Strait of Hormuz, in Persian Gulf.	Nigeria: Severe flooding constrains Nigerian oil supply.	1	1
Aug 12		Hurricane Isaac in Gulf of Mexico	1	0
Sep 12			0	0
Okt 12		Hurricane Sandy is expected to have trimmed US demand by 230 kb/d in October (IEA's OMR on Nov 12). No Supply outages by Hurricane Sandy.	1	0
Nov 12			0	0
Dez 12			0	0
Jan 13	1) Islamist armed militants attack the BP oil and gas fields in Algeria and take about 40 foreign hostages and kill 37 of them. 2) On 25 Jan Violent protests erupted throughout Egypt.		1	0
Feb 13			0	0
Mrz 13	Euro crisis in Cyprus: Heavy protests in Cyprus. The threat of Cyprus being ousted from the euro zone looms large. Fears about a domino effect.		0	1
Apr 13	Euro crisis spreads to Italy, Spain and France. Confrontation between Berlin and Paris about austerity and growth.		0	1

Publication Dates of IEA's OMRs	Major Financial and/or Geopolitical Crisis	Significant Supply Outages and/or Weather & Natural Catastrophes and/or Sentiment Drivers	$D_t^+$	$D_t^-$
Mai 13	Hezbollah intervenes militarily in Syrian civil war against Sunni rebels. Fears of Shia-Sunni violence in the region.		1	0
Jun 13		Production disruptions in Libya, Nigeria and Iraq (see IEA's OMR of July)	1	0
Jul 13	1) Tensions in Egypt: Morsi Deposed by Military. Concerns over the security of the key oil transit route suez canal (see IEA's OMR of July). 2) Political infighting among tribal militias in Libya (see IEA's OMR of Sep)		1	0
Aug 13	USA and UK are preparing to attack Syria in response to a chemical attack launched by Syrian government. 2) Political infighting among tribal militias in Libya 3) failed attack on a container ship in the Suez Canal (see IEA's OMR of Sep).		1	0
Sep 13	On 15 Sep Russia and the U.S. reach an agreement that Syria must provide an inventory of its chemical weapons and production facilities within a week and either turn over or destroy all of its chemical weapons by mid-2014.		0	1
Okt 13			0	0
Nov 13			0	0
Dez 13			0	0
Jan 14			0	0
Feb 14			0	0
Mrz 14	Moscow's annexation of Crimea		1	0
Apr 14	Political tension in Crimea and economic sanctions on Russia.		1	0
Mai 14	ISIS offensive in North Iraq near giant Kirkuk Oil fields.	Continued supply outages in Libya (see IEA's OMR of June)	1	0
Jun 14	1) ISIS takes control of Mosul in North Iraq. Mosul is the second-largest city in Iraq and an important hub in the country's oil industry. 2) Kurdish forces seize Kirkuk in North Iraq.		1	0
Jul 14	1) U.S., EU place new sanctions on Russia (July 16). Fears arise that the economic growth in Europe may deteriorate amid Ukraine tensions. 2) Confidence grew that US air strikes on ISIS would lower the risk of supply outages in Iraq (see IEA's OMR of Aug).		0	1
Aug 14	China Denies Democratic Elections to Hong Kong (Aug 31).		0	1
Sep 14	Protests in Hong Kong intensify throughout September with tens of thousands of demonstrators shutting down the heart of the business district.		0	1
Okt 14	Saudi Arabia is signalling it may be willing to tolerate a period of lower prices (see IEA's OMR of Oct).		0	1

Publication Dates of IEA's OMRs	Major Financial and/or Geopolitical Crisis	Significant Supply Outages and/or Weather & Natural Catastrophes and/or Sentiment Drivers	$D_t^+$	$D_t^-$
Nov 14	1) Hong Kong Protests intensify (Nov. 25): Acting on a court order, police begin dismantling the barricades in Hong Kong. 2) OPEC's decision to maintain its output target despite some calls for supply cuts triggered heavy selling (see IEA's OMR of Dec).		0	1
Dez 14	Downward price pressure deepened after Saudi Arabia in early December cut monthly formula prices to Asia and the US, a move some analysts interpreted as a sign that Riyadh is seeking to keep up oil sales amid growing competition (see IEA's OMR of Dec).		0	1
Jan 15	Iraqi supply to 35-year highs (see IEA's OMR of Jan).		0	1
Feb 15	Tensions between USA and Venezuela: US sanctions against Venezuela.		1	0
Mrz 15			0	0
Apr 15	War in Middle East: A military intervention was launched by Saudi Arabia, leading a coalition of nine African and Middle East countries, against Yemen.		1	0
Mai 15			0	0
Jun 15			0	0
Jul 15	On 14 July Iran and the group of six nations, the United States, UK, France, China, Russia, and Germany, reached a historic agreement to limit Iran's ability to produce nuclear weapon in exchange for the lifting of crippling economic sanctions.	OPEC output at a three-year high, led by Iraqi output of more than 4 mb/d, an all-time high. Record monthly rates from Saudi Arabia and the UAE and higher Nigerian flows (see IEA's OMR of July).	0	1
Aug 15	1) Political and finance crisis in Greece 2) Concerns over comeback of Iranian Oil: Iran nuclear deal could pave way to higher output.	Concerns over comeback of Iranian Oil (see IEA's OMR of Aug).	0	1
Sep 15			0	0
Okt 15			0	0
Nov 15			0	0
Dez 15	Weak economic sentiment in China, Brazil, Russia and other commodity-dependent economies (See IEA's OMR of Jan 16).	Exceptionally mild temperatures in the early part of the winter in Japan, Europe and the US (see IEA's OMR of Jan 16).	0	1
Jan 16	On Jan. 16 Iran sanctions are lifted by the U.S. and European nations. The longstanding sanctions, both financial and oil, are lifted.		0	1
Feb 16	On 16 Feb China deployed missiles to a disputed island in the South China Sea. Tension increased in the region between China and other countries who have also claimed the island.	Pipeline sabotage in Nigeria and Iraq (see IEA's OMR of April)	1	0



Publication Dates of IEA's OMRs	Major Financial and/or Geopolitical Crisis	Significant Supply Outages and/or Weather & Natural Catastrophes and/or Sentiment Drivers	$D_t^+$	$D_t^-$
Mrz 16		1) Niger Delta Avengers militant group attacked pipelines and oil export terminals 2) New talks between major producers have been proposed on co-ordinated action against over-supply. Market participants hope that upcoming producer talks would agree on a deal to help manage a still massive supply overhang (see IEA's OMR of March and April).	1	0
Apr 16	1) Pro-Russian protesters and armed militants in Crimea announced they are forming an independent republic and will hold a referendum on secession from Ukraine and annexation by Russia in May. 2) Tension increases between China and Vietnam over oil resources in red sea. The situation intensifies when on 7 May Vietnamese ships confront Chinese ships, while the Chinese vessels place an oil rig off the coast of Vietnam.	Attacks on oil facilities in Nigeria continue. A devastating wildfire raging across Alberta in Canada shut in around 1.2 mb/d of oil sands production in early May (see IEA's OMR of May).	1	0
Mai 16	1) Fighting escalates in eastern Ukraine over referendum in Crimea.	Nigerian production plunged as Niger Delta Avengers militants continue to shut down oil facilities. The devastating wildfires in Alberta saw 1.5 mb/d of production capacity taken offline (see IEA's OMR of June).	1	0
Jun 16	Brexit: The result of the Brexit vote on 23 June is in and the United Kingdom is officially set to leave the European Union.		0	1
Jul 16		Canadian production recovered from wildfire outages (see IEA's OMR of Aug)	0	1
Aug 16	Russia launches an airstrike on Syria from an airbase in Iran on August 16. Tensions between USA and Russia+Iran increases.		1	0
Sep 16			0	0
Okt 16	On 13 Oct U.S. employs missile strikes in Yemen after Houthis target a U.S. navy ship.		1	0
Nov 16			0	0
Dez 16			0	0
Jan 17			0	0
Feb 17			0	0
Mrz 17			0	0
Apr 17			0	0
Mai 17			0	0
Jun 17	Preliminary data on OPEC output suggested that Saudi-Arabia may have produced more than its pledged cut quota. Market participants overall are now more pessimistic about OPEC compliance (see IEA's OMR of July).		0	1
Jul 17	Crisis in Venezuela: Venezuela's deepening crisis has hit oil flows hard: a worsening cash crunch at Venezuela's national oil company and poor reservoir management have wiped nearly 20% off output over the past two years. Production has sunk to roughly 2 mb/d, close to a three-decade low, and declines may even accelerate (see IEA's OMR of Aug).	1) Refinery Outages in Europe boosted diesel and gasoline prices. This caused higher crude demand from other refiners (see IEA's OMR of Aug) 2) Militia groups in Libya attacked and blockaded vital oil fields in August. A combined 360 kb/d was shut in for several weeks (see IEA's OMR of September).	1	0

Publication Dates of IEA's OMRs	Major Financial and/or Geopolitical Crisis	Significant Supply Outages and/or Weather & Natural Catastrophes and/or Sentiment Drivers	$D_t^+$	$D_t^-$
Aug 17	On 3 Sep North Korea announced that they have successfully tested a hydrogen bomb that can be mounted on an intercontinental ballistic missile. Tensions between USA and North Korea intensify.	1) Attacks on oil facilities in Libya continued. 2) Hurricane Harvey on 26 August: US oil production hit in August and September, as Hurricane Harvey disrupted both offshore and onshore output (see IEA's OMR of Oct).	1	0
Sep 17	Crisis in North Iraq: Kurdish region's independence referendum on 25 September caused a military conflict between Erbil and Baghdad over the control of the Kirkuk oil fields (see IEA's OMR of Oct). Workers in Kirkuk oil facilities flee.	1) Major disruption in import flows to USA caused by Hurricane Harvey prompted more domestic fuel production which caused high domestic crude demand. 2) Hurricane Nate in early Oct shut as much as 300 kb/d of US output. Major pipeline and refinery outages due to flooding. (see IEA's OMR of Nov and Dec).	1	0
Okt 17	Political Crisis in Saudi Arabia: On November 5 the crown prince of Saudi Arabia, Mohammad bin Salman, has announced that he is going to perform an anti-corruption purge on both political and business elites.	Disruptions in the US oil infrastructure due to hurricanes Harvey and Nate continue.	1	0
Nov 17		Unplanned shutdown of TransCanada Keystone pipeline to Cushing due to a leak (see IEA's OMR of Dec). Outages about 600 kb/d.	1	0
Dez 17	Major violent protests in Iran in early January.	1) North Sea Forties pipeline system shut down on 11 Dec (flow rate 450 kb/d). Repairs are expected to take two to four weeks. 2) TransCanada Keystone pipeline remains closed (600 kb/d)	1	0
Jan 18		1) Fortis pipeline remains closed (450 kb/d) 2) Keystone pipeline resumes flow, however at reduced rates.	1	0
Feb 18		1) Forties pipeline restarts flow. 2) Increased flow in Keystone pipeline.	0	1
Mrz 18	1) Financial Crisis in Venezuela: Venezuela's national oil company struggled to pay back foreign investors. Payment issues, combined with difficulties in sourcing diluent to produce crude, poor reservoir management and a deteriorating oil network, are likely to lead to further production declines (see IEA's OMR of March). 2) Syrian government launched a chemical attack. USA threatened to strike Syria. Russia says it will shut down every missile or war plane targeted at Syria.		1	0
Apr 18	1) On April 13, the US and its allies fired 100 missiles at Syria in response to the chemical attack. 2) US President Donald Trump threatened to withdraw the United States from the Iranian nuclear agreement.		1	0

**Zusammenfassung:** Die durchgeführte Event-Analyse in diesem Kapitel zeigt, dass der Ölmarkt zwischen dem 1H2007 und 2H2008 neben der (historisch) engen Versorgungslage auch zusätzlich von mehreren signifikanten Versorgungsengpässen und geopolitischen Krisen betroffen war. Aufgrund eines Bürgerkrieges in Nigeria war die Ölinfrastruktur dort (Produktionsfelder, Pipelines, Ölhäfen sowie Öltanker) in diesem Zeitraum Ziel vieler militärischer Attacken gewesen. Die Event-Analyse zeigt des Weiteren wetterbedingte Versorgungsengpässe vom 1H2007 bis 1H2008: starke Hurrikans im Golf von Mexiko im Sommer 2007 und ein sehr kalter Winter in den OECD-Ländern in 2008. Die Event-Analyse zeigt, dass insbesondere im 1H2008 auch signifikante geopolitische Unruhen im Nahen-Osten herrschten. Im ölreichen Norden und Süden des Iraks gab es militärische Auseinandersetzungen um die Einnahmen und Kontrolle der signifikanten Ölfelder dort, was zu mehreren Pipeline- und Produktionsausfällen geführt hat. Auch der Streit um das Atom-Programm zwischen dem Iran, Israel und dem Westen, insbesondere Iran und Israel, erreichte seinen Höhepunkt und Iran und Israel standen kurz vor einem militärischen Krieg. Des Weiteren lösten Irans Drohungen, die Straße von Hormus im Falle eines militärischen Angriffes des Westens auf die iranischen Atomanlagen zu schließen, große Unsicherheiten auf dem Markt aus. Die Ergebnisse der Event-Analyse wurden in zwei Dummy-Variablen zusammengefasst und in die empirischen Modellierungen mitaufgenommen.

## **7 Konjunkturelle und monetäre fundamentale Faktoren**

In diesem Kapitel werden zunächst die Abhängigkeiten zwischen der globalen Wirtschaft und den Ölpreisen untersucht. Im weiteren Verlauf wird auf die Verbindung zwischen der US-Stärke und den Ölpreisen eingegangen. Dabei werden auch eigene Untersuchungen durchgeführt.

### **7.1 Globale Konjunktorentwicklung**

In diesem Abschnitt wird zunächst eine Literaturübersicht zum Thema Wechselwirkungen zwischen den Ölpreisen und der globalen Wirtschaft gegeben. Es gibt einen breiten Konsens, sowohl in der Wissenschaft als auch in der Praxis des Ölhandels darüber, dass die Entwicklungen der Ölpreise und der globalen Wirtschaft stark voneinander abhängen. Zu dem Thema Ölpreise und Weltkonjunktur gibt es in der Wissenschaft zahlreiche Studien. Die Mehrheit dieser Studien fokussieren jedoch nur auf die eine Kausalitätsrichtung, nämlich den Einfluss der Ölpreisentwicklungen auf die Weltwirtschaft. Über die Auswirkung der Entwicklung der globalen Wirtschaft auf die Ölpreise liegen, im Vergleich, weniger Studien vor.

#### **7.1.1 Literatur zur Auswirkung der Ölpreise auf die Weltkonjunktur**

Mohaddes und Pesaran 2015 stellen ein GVAR-Modell (Global Vector Autoregressive Model) vor, mit Hilfe dessen die Autoren in einem Multiländer-VAR-Modell (mit Quartalsdaten) die Auswirkungen der Öl-Supply-Schocks (definiert als ein Rückgang um eine Standardabweichung in den globalen Ölproduktionsdaten) auf die GDP-Daten von 27 Ländern im Zeitraum von 2Q1979 bis 1Q2013 untersuchen. Sie zeigen, dass Supply-Schocks, aus Saudi-Arabien stammend, die Ölpreise unmittelbar und nachhaltig steigen lassen und als Konsequenz die globale Wirtschaft (die GDP-Daten sowohl der entwickelten Volkswirtschaften als auch die der Schwellenländer) schwächen würden. In einer weiteren Studie beschäftigen sich Pesaran und Mohaddes 2017 mit dem direkten Zusammenhang zwischen den Ölpreisen und der Weltwirtschaft. In dieser Studie untersuchen sie zunächst mit Quartalsdaten den Einfluss der negativen Ölpreis-Schocks (definiert als ein Preisverfall um eine Standardabweichung der Ölpreise) auf die GDP-Daten von 27 Ländern für den Zeitraum 1979Q2 bis 2013Q1 und kommen zu dem Ergebnis, dass Ölpreisverfälle einen positiven Einfluss auf die Weltwirtschaft haben. Im nächsten Schritt untersuchen die Autoren in dieser Studie die Auswirkung der (realen) Ölpreise auf die US-Wirtschaft in den letzten 71 Jahren (von 1941 bis 2016) mit monatlichen Daten. Aufgrund der langen Historie und der monatsscharfen Granularität der vorgenommenen Analyse entscheiden die Autoren, statt der

GDP-Quartalsdaten die monatlichen Daten über die Dividendenrendite der SP500-Konzerne als Indikator für das US-Wirtschaftswachstum zu benutzen (Abbildung 30). Sie argumentieren, dass die Unternehmen in Zeiten guter (schlechter) Konjunktur mehr (weniger) Dividenden ausschütten. Sie geben dabei zu, dass manche Unternehmen aus strategischen Gründen auch in Zeiten schlechter Konjunktur die Höhe der Dividenden nicht kürzen; jedoch argumentieren sie, dass solch eine Strategie nicht langfristig gelten kann.

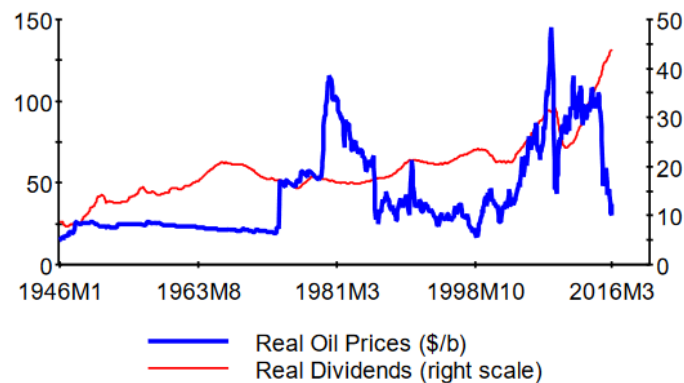


Abbildung 30: Real Oil Prices (in 2016-USD) and Real Dividends S&P500, 1946M1-2016M3;  
(Quelle: Pesaran & Mohaddes 2017)

Im weiteren Verlauf wenden die Autoren eine Moving-Windows-Regressionsanalyse mit jeweils 10 Jahren (120 Monate) Historie an. Abbildung 31 zeigt die Entwicklung des Koeffizienten der Regressionsgleichung (der Einfluss der Ölpreisveränderungen auf die Veränderungen in den Dividendenrenditen der SP500-Konzerne). Die Autoren geben an, dass der Koeffizient über den Großteil des Betrachtungszeitraums statistisch signifikant gewesen ist. Es wird daher geschlussfolgert, dass die Ölpreisentwicklungen in langfristiger Hinsicht die US-Konjunktur in umgekehrter Richtung beeinflussen.

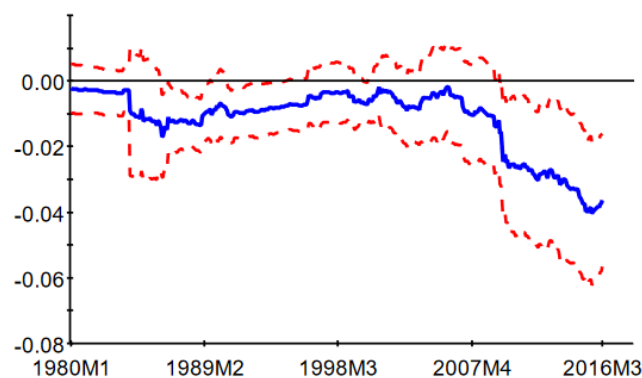


Abbildung 31: Rolling Estimates of the Effects of Changes in Oil Prices on Real Dividends  
(Quelle: Pesaran & Mohaddes 2017)

Obstfeld et al. 2016 zeigen ebenfalls, dass die Weltwirtschaft von niedrigen Ölpreisen profitiert. Jiménez-Rodríguez und Sánchez 2005 untersuchen die makroökonomischen Auswirkungen der Ölpreis-Schocks auf die Wirtschaft der Industrieländer und kommen zu dem Ergebnis, dass starke Ölpreissteigungen (Schocks) das Wirtschaftswachstum (GDP-Growth) dieser Länder (mit Ausnahme UK und Norwegen) negativ beeinflussen. Weitere Studien wie Cashin et al. 2014, Baumeister und Peersman 2013, Cuñado und Garcia 2014, Mork et al. 1994, Lee und Pesaran 1993, Burbidge und Harrison 1984, Hamilton 1983, Gisser und Goodwin 1986, Hamilton 2003, Kilian 2008, Cologni und Manera 2008, Askari und Krichene 2010 sowie Iwayemi und Fowoe 2011 beschäftigen sich ebenfalls mit dem Thema des Einflusses der Ölpreise auf makroökonomische Faktoren wie z.B. Zinssätze, Arbeitslosigkeit sowie Wirtschaftswachstum. Sie kommen zu ähnlichen Ergebnissen, nämlich dass die Ölpreise diese Parameter signifikant beeinflussen können.

### **7.1.2 Literatur zur Auswirkung der Weltkonjunktur auf die Ölpreise**

Während die Auswirkung der Ölpreise auf die (Welt-)Konjunktur, wie oben dargestellt, in zahlreichen Studien erforscht worden ist, gibt es zu der anderen Kausalitätsrichtung, nämlich dem Einfluss der Weltwirtschaftslage auf die Ölpreise, im Vergleich, weniger Studien. Es mag vielleicht auf der Hand liegen, dass, wenn man das Weltwirtschaftswachstum als einen Indikator für die globale Ölnachfrage betrachtet, dies bedeuten würde, dass bei höherer Nachfrage die Preise steigen und umgekehrt. Die Hauptschwierigkeit bei einer empirischen Untersuchung zum Einfluss der Weltkonjunktur auf die Ölpreise ist jedoch der Mangel an Daten mit hoher Auflösung über die Weltwirtschaftslage. Die GDP-Daten vieler Länder werden oft mit einer Verzögerung von zwei Quartalen veröffentlicht. Es gibt für die Weltwirtschaft insgesamt keine verlässlichen GDP-Daten in Monats- oder sogar in Quartals-Granularität. Die einzige verlässliche Quelle stellt die Weltbank dar, welche lediglich jährliche Daten über das globale GDP mit einer Verzögerung von über einem halben Jahr veröffentlicht. Um den Mangel an Daten mit hoher Auflösung über die Weltwirtschaftslage für Zeitreihenanalysen zu diesem Thema zu überwinden, greifen die Studien zu Alternativdaten, welche sie als Proxy für die Ermittlung der Weltwirtschaftslage annehmen.

Kilian 2009 sowie Kilian und Murphy 2013 benutzen die täglichen Frachtraten zur Verschiffung trockener Massengüter (dry bulk cargo rates) als Indikator für die Weltwirtschaftsentwicklung. Die starken Anstiege der Frachtraten im Zeitraum 2007-2008 werden in diesen beiden Studien als ein rasanter Anstieg der globalen Wirtschaft und damit als ein Demand-Schock für den Ölmarkt definiert. Wie in Kapitel 9 diskutiert wird, stellen Kolodziej und Kaufmann 2013b diese Datenauswahl in Frage und zeigen, dass die Ölpreise als Treibstoffkosten ein Großteil der Frachtraten darstellen (je nach Verbrauchseffizienz des Schiffes bis zu 2/3) und die

gestiegenen Frachtraten in 2007 bis 2008 auf die hohen Ölpreise in diesem Zeitraum zurückzuführen sind. Des Weiteren, wie in 4.8 diskutiert wurde, steigen die Frachtraten in Zeiten drohender militärischer Auseinandersetzungen in den wichtigsten Meerengen wie z.B. der Straße von Hormuz, was in 2008 der Fall war. Außerdem hängen die Frachtraten, wie ebenfalls in 4.8. diskutiert, von der Anzahl der globalen Flotte ab. Abbildung 32 zeigt den Baltic Dry Bulk Index sowie den Baltic Dirty Tanker Index (Öltankerraten) im Vergleich zu den (nominalen) Brent-Frontmonatspreisen.

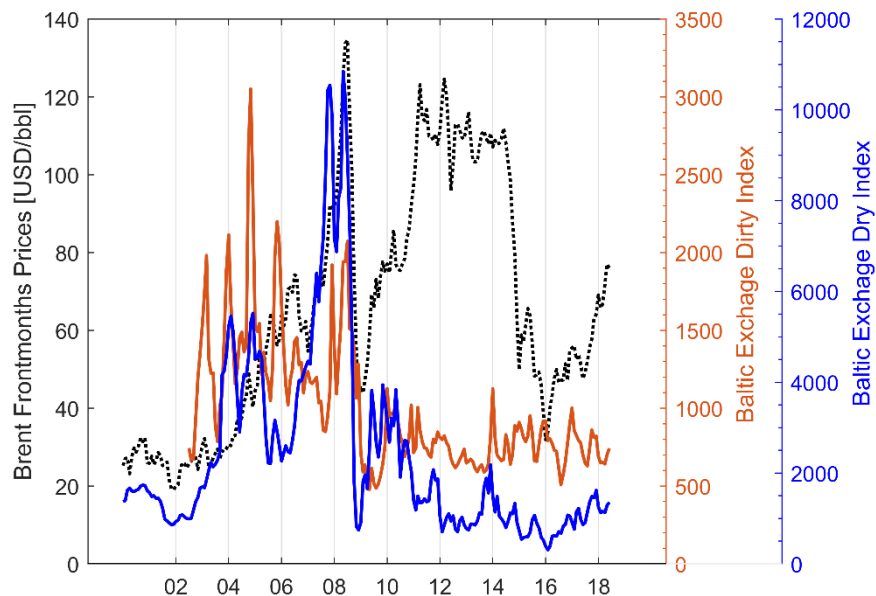


Abbildung 32: Öltankerraten (Baltic Exchange Dirty Index) vs. Frachtraten zur Verschiffung trockener Massengüter (Baltic Exchange Dry Index) vs. (nominalen) Brent-Frontmonatspreisen (Datenquelle: Thomson Reuters und US-EIA); monatliche Mittelwerte

Wie die Abbildung zeigt, weisen die beiden Indizes Baltic-Dry-Index und Baltic-Dirty-Index (Öltankerraten) ein hohes Co-Movement auf: nämlich hohe Raten vor Juni 2008 und fallende bzw. stagnierende Raten nach Sommer 2008. Ein Johansen-Kointegrationstest (Trace-Test) bestätigt, dass die beiden Zeitreihen kointegriert sind. Wie in Tabelle 6 zu sehen ist, kann die Null-Hypothese, dass die Zeitreihen nicht kointegriert sind bzw. keine Kointegrationsgleichung besitzen, verworfen werden ( $44.500 > 12.282$ ).

p-r	r	Eig.Value	Trace	Trace*	Frac95	P-Value	P-Value*
2	0	0.04	44.500	44.139	12.282	0.000	0.000
1	1	0.008	6.872	6.789	4.071	0.009	0.010

Tabelle 6: Ergebnisse des Johansen-Kointegrations-Tests mit den Variablen Baltic Exchange Dry Index und Baltic Exchange Dirty Index (standardisiert, wöchentliche Mittelwerte) für den Zeitraum Juli 2002 bis Juni 2018 (Software: CATS Cointegration Analysis, RATS 9.10)

Auf Basis des Kointegration-Tests wird im Folgenden eine CVAR (Cointegrated Vector Autoregressive) Analyse zur Untersuchung des Langzeitzusammenhanges zwischen den beiden obigen Indizes durchgeführt. Anhand der Testergebnisse der Schwarz- sowie Hannan-Quinn-Kriterien (siehe Tabelle 7) kann eine Lag-Länge von 2 für das CVAR-Modell (äquivalent zu einer Lag-Länge von 3 in einem VAR-Modellierungsrahmen) gewählt werden (höhere Lag-Längen tragen in H-Q zu keiner signifikanten Verbesserung der Testwerte bei).

Model	k	T	Regr	Log-Lik	SC	H-Q
VAR(5)	5	830	10	3635.431	-8.598	-8.668
VAR(4)	4	830	8	3630.227	-8.618	-8.674
VAR(3)	3	830	6	3614.095	<b>-8.654</b>	<b>-8.654</b>
VAR(2)	2	830	4	3587.262	-8.607	-8.607
VAR(1)	1	830	2	3313.333	-7.966	-7.966

Tabelle 7: Testergebnisse zur Auswahl der Lag-Länge (SC: Schwarz Criterion & H-Q: Hannan-Quinn Criterion) (Software: CATS Cointegration Analysis, RATS 9.10)

Auf Basis der obigen beiden Testergebnisse wird ein CVAR-Modell wie folgt aufgestellt:

$$\Delta x_t = \alpha \beta' x_{t-1} + \phi_1 \Delta x_{t-1} + \varepsilon_t$$

mit  $x_t = \begin{bmatrix} x_{1,t} \\ x_{2,t} \end{bmatrix}$  wo  $x_{1,t}$  den Baltic-Dry-Index und  $x_{2,t}$  den Baltic-Dirty-Index darstellen;  $\alpha = \begin{bmatrix} \alpha_1 \\ \alpha_2 \end{bmatrix}$

beinhaltet die Korrektur-Koeffizienten, welche bei einer Abweichung von der Langzeitgleichung, die Zeitreihen in Richtung ihrer gemeinsamen Kointegrationsbeziehung korrigieren und  $\beta' = [\beta_1 \ \beta_2]$  sind die Koeffizienten in der Langzeitgleichung. Die Gleichung oben kann wie folgt in zwei Gleichungen dargestellt werden:

$$\Delta x_{1,t} = \alpha_1 * (\beta_1 x_{1,t-1} + \beta_2 x_{2,t-1}) + \phi_1 \Delta x_{1,t-1} + \phi_2 \Delta x_{2,t-1} + \varepsilon_{1,t}$$

$$\Delta x_{2,t} = \alpha_2 * (\beta_1 x_{1,t-1} + \beta_2 x_{2,t-1}) + \phi_3 \Delta x_{1,t-1} + \phi_4 \Delta x_{2,t-1} + \varepsilon_{2,t}$$

wo  $\beta_1 x_{1,t-1} + \beta_2 x_{2,t-1}$  die Kointegrationsgleichung der beiden Zeitreihen präsentiert. Abbildung 33 zeigt die Kointegrationsbeziehung der Zeitreihen.





Abbildung 33. Kointegrationsbeziehung der Zeitreihen Baltic-Dry-Index und Baltic-Dirty-Index  
(Software: CATS Cointegration Analysis, RATS 9.10)

<i><b>Coefficients</b></i>	<i><b>Value</b></i>	<i><b>t-statistic</b></i>
$\alpha_1$	0.001	0.665
$\alpha_2$	0.023	6.168***
$\beta_1$	1	-
$\beta_2$	-1.782	-7.525***
$\varphi_1$	0.506	16.882***
$\varphi_2$	0.034	2.214**
$\varphi_3$	0.104	1.815*
$\varphi_4$	0.534	18.410***

*Test statistics reject the null hypothesis at the \*\*\*1%, \*\*5%, \*10% levels.*

Tabelle 8: CVAR-Modellierungsergebnisse mit Variablen: Baltic-Dry-Bulk-Index sowie Baltic-Dirty-Tanker Index  
(Software: CATS Cointegration Analysis, RATS 9.10)

Die Tabelle 8 oben zeigt die Modellierungsergebnisse (Die Koeffizienten der Regressionsgleichung wurden nach  $\beta_1$  standardisiert). Da bei einer CVAR-Modellierung die Annahme gilt, dass der Langzeitwert der Kointegrationsgleichung null beträgt, lässt das negative Vorzeichen des Koeffizienten  $\beta_2$  vermuten, dass die Indizes Baltic Dry-Bulk sowie Baltic-Dirty-Tanker langfristig einen positiven Zusammenhang zueinander besitzen, d.h. langfristige Anstiege in den Tankerraten die Frachtraten zur Verschiffung trockener Massengüter (Dry-Bulk) steigen lassen und umgekehrt. Des Weiteren zeigen das positive Vorzeichen sowie die hohe Signifikanz des Koeffizienten  $\varphi_2$ , dass die Schwankungen in den Tankerraten die Dry-Bulk-Raten auch in kurzfristiger Basis beeinflussen. Diese Kointegration bzw. das Co-Movement legt nahe, dass ölrelevante Ereignisse, wie z.B. drohende militärische Auseinandersetzungen im Persischen Golf, beide Zeitreihen beeinflussen können. Aus

diesem Grund kann eine Anerkennung der Baltic-Dry-Indexraten als Barometer für die Weltwirtschaft zu fehlerhaften Schlussfolgerungen für das Weltwirtschaftswachstum führen.

Krichene 2006 definiert die globale Ölnachfrage als eine lineare Funktion von GDP-Daten der G7-Länder, Ölpreisen und dem effektiven US-Dollar-Wechselkurs<sup>24</sup>. Die Ergebnisse zeigen, dass die GDP-Daten den Haupttreiber der globalen Ölnachfrage darstellen. Mit einer Impulse Response-Analyse im Rahmen eines VAR-Modelles wird im weiteren Verlauf gezeigt, dass ein Oil-Demand-Schock (in dieser Studie als ein starker Zuwachs in den GDP-Daten der G7-Länder) die Ölpreise signifikant steigen lässt.

Eine mögliche Abschätzung für das Weltwirtschaftswachstum können die Quartalsdaten über GDP-Wachstumsraten der G20-Länder darstellen, welche bis jetzt (nach bestem Wissen des Autors) in keiner Studie zur Analyse der Ölpreisentwicklungen herangezogen worden sind. Die G20 repräsentiert die wichtigsten Industrie- und Schwellenländer. Zu den Schwellenländern gehören China und Indien mit den größten Ölnachfragewachstumsraten<sup>25</sup>. Die OECD Organisation veröffentlicht Quartalsdaten über die GDP-Wachstumsraten der G20-Länder. Die Daten werden jedoch mit einer Verzögerung von einem Quartal veröffentlicht (siehe OECD Ref. 1). Das bedeutet, dass der Markt erst Ende März, Anfang April 2017 erfahren kann, wie das Wirtschaftswachstum in den G20-Ländern im 4Q2016 gewesen war. Abbildung 34 zeigt die Quartalsdaten über die Entwicklung der GDP-Wachstumsraten der G20-Länder und vergleicht diese mit den Quartalsmittelwerten der Brent-Frontmonatspreise. Wie in Abbildung 34 zu erkennen ist, hat die Wirtschaft der G20-Länder von 2002 bis 2007 ein starkes langanhaltendes Wachstum erlebt. Es kann optisch eine starke positive Korrelation zwischen dem Weltwirtschaftswachstum und den Ölpreisen in diesem Zeitraum festgestellt werden.

---

<sup>24</sup> Nominal Effective Exchange Rate, NEER

<sup>25</sup> Zwar gehören Saudi-Arabien und Russland ebenfalls der G-20 Gruppe an; das GDP-Wachstum dieser beiden Länder sollte die Gesamtentwicklung der GDP-Daten der G-20 nicht groß beeinflussen.

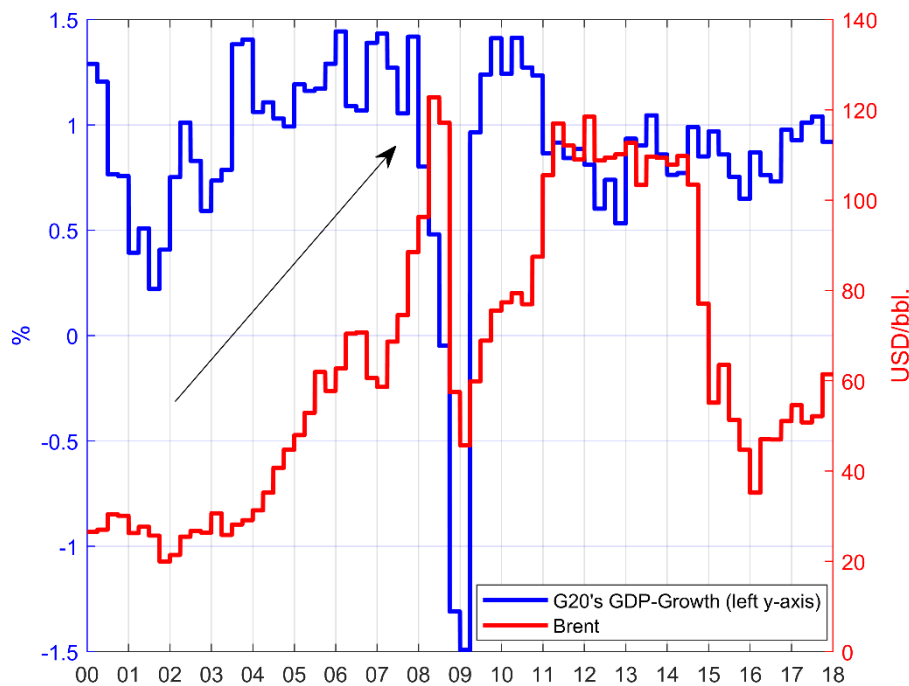


Abbildung 34: (nominale saisonbereinigte) GDP-Wachstumsrate der G20-Länder (Datenquelle: OECD) im Vergleich zur Quartalsmittelwerte der (nominalen) Brent-Frontmonatspreise (Datenquelle: US-EIA)

In den 4Q2007 und 1Q2008 jedoch weisen die Zeitreihen eine negative Korrelation auf. Während in diesen zwei Quartalen die GDP-Wachstumsrate der G20-Länder zurückgehen, steigen die Ölpreise auf ihre Rekordhöhen. Dies kann auf den ersten Blick ein Indiz für Spekulation darstellen. Zur Widerlegung dieser Hypothese können die folgenden Fakten vorgelegt werden: wie in der Event-Analyse in Kapitel 6 gezeigt, gab es in diesen zwei Quartalen erhebliche geopolitische Unruhen im Nahen Osten sowie signifikante Produktionsausfälle in Nigeria. Außerdem ist die globale Ölnachfrage insgesamt in den beiden ersten Quartalen 2008 weitergestiegen (siehe Abbildung 2). Es herrschte im 1Q2008 in China eine starke Nachfrage aufgrund der Vorbereitungen zu den olympischen Sommerspiele 2008 (siehe 4.6). Des Weiteren wurde in 4.2 gezeigt, dass der Markt in der ersten Hälfte 2008 eine ausgeprägte Unterversorgungssituation erlebte. Darüber hinaus, wie in Kapitel 10 gezeigt wird, befand sich der Markt in 1H2008, aufgrund der kontinuierlichen Prognosesenkungen der Internationalen Energiebehörde über das Ölproduktionswachstum der Nicht-OPEC-Länder, in einem Contango-Zustand, der auf Marktbefürchtungen um die zukünftige Versorgungssicherheit hindeutet. Letztlich, wie in 4.4 präsentiert wurde, befanden sich die OPEC-Produktionsreservekapazitäten in diesem Zeitraum auf ihren historischen Tiefpunkten. Und zum Schluss darf man nicht außer Acht lassen, dass die GDP-Wachstumsraten mit fast zwei Quartalen Verzögerung dem Markt zur Verfügung stehen.

In 2008 stürzte die Weltwirtschaft in eine Rezession und gleichzeitig fielen die Ölpreise ab der zweiten Hälfte Juni 2008. In 2009 erholte sich die Weltkonjunktur rasant und kehrte auf das

Vorkrisenwachstumsniveau zurück. Auch in dieser Periode kann man beobachten, dass die Ölpreise sich in einer positiven Korrelation mit der Weltwirtschaft von den Tiefpreisen in 2008 erholen.

Lombardi und van Robays 2011 benutzen für ihre Ölpreisanalyse die monatlichen Daten der OECD über die Industrieproduktion der OECD-Länder plus die von sechs Schwellenländern, nämlich China, Indien, Russland, Brasilien, Indonesien und Südafrika. Die Autoren betrachten diese Daten als Proxy für die Weltkonjunkturlage und stellen einen positiven Zusammenhang zwischen der Weltwirtschaft und den Ölpreisveränderungen fest (siehe Literaturstudie in Kapitel 9 für mehr Details über die angewendete empirische Methodik in dieser Studie). Abbildung 35 vergleicht die monatlichen Daten der OECD über die Industrieproduktion der OECD-Länder plus die von sechs Schwellenländern (China, Indien, Russland, Brasilien, Indonesien und Südafrika) mit den Brent-Frontmonatspreisen (in 2015 USD). Der Industrial-Production-Index der OECD erfasst das Wachstum in den drei Branchen: Verarbeitendes Gewerbe, Dienstleistung und Bergbau (siehe OECD Ref. 2) und kann damit als Barometer für das Wirtschaftswachstum betrachtet werden. In Anlehnung an Lombardi und van Robays 2011 wird die monatliche Zeitreihe über diesen Index, nämlich die Industrieproduktion der OECD+6 (siehe oben), in der vorliegenden Arbeit bei den Ölpreismodellierungen im Kapitel 9 als Proxy für die Weltwirtschaft herangezogen.

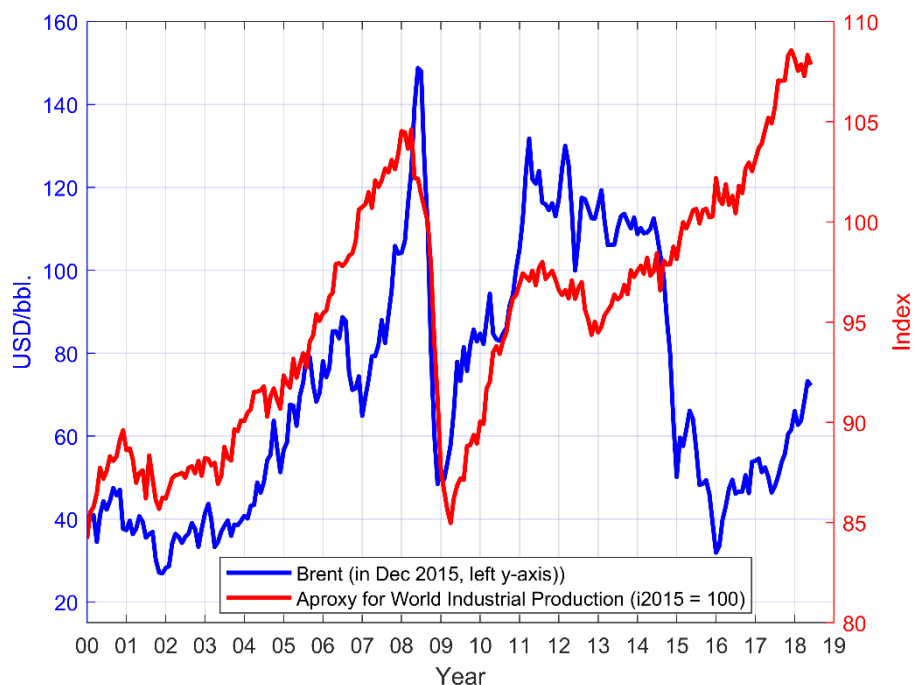


Abbildung 35: Monatliche Daten über die Industrieproduktion der OECD-Länder plus China, Indien, Russland, Brasilien, Indonesien und Südafrika (Datenquelle: OECD) im Vergleich zu den monatlichen Mittelwerten der (realen) Brent-Frontmonatspreise (Datenquelle: US-EIA)

## 7.2 Monetäre Parameter

Im Folgenden werden drei wichtige monetäre Elemente der Ölpreise näher diskutiert. Zunächst wird der in der vorliegenden Arbeit angewendete Ansatz zur Inflationsbereinigung erläutert. Anschließend wird die Hypothese diskutiert, ob die Öl-Terminkontrakte als Finanzinstrument zur Absicherung gegen Inflation eingesetzt bzw. gehandelt werden. In diesem Zusammenhang werden die Ergebnisse der bisherigen wissenschaftlichen Studien zu diesem Thema vorgestellt. Des Weiteren werden eigene Analysen zu dieser Hypothese durchgeführt. Abschließend wird der Zusammenhang zwischen der Wertentwicklung des US-Dollars im Vergleich zu den leitenden internationalen Währungen und den Ölpreisen genauer studiert. Auch diesbezüglich werden eigene empirische Analysen durchgeführt und die Ergebnisse diskutiert.

### 7.2.1 Bereinigung um historische Inflationsraten

Zur Berechnung der realen Ölpreise wird in dieser Arbeit der Verbraucherpreisindex (Consumer Price Index, CPI) des US-Arbeitsministeriums (siehe US-CPI Ref.) verwendet, um die Ölpreiszeitreihen um Inflationseffekte zu bereinigen. Abbildung 36 zeigt den US-Verbraucherindex zwischen Januar 1960 und Juni 2018 sowie die nominalen und realen Brent-Frontmonatspreise.

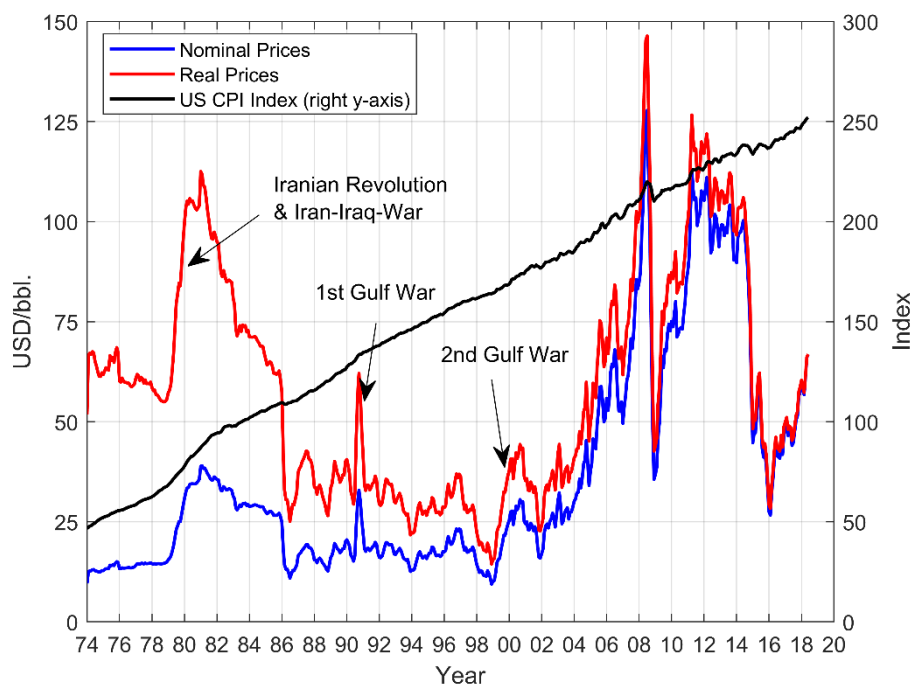


Abbildung 36: US-Verbraucherindex (1982=100) und die realen US-Importölpreise (April 2018 als Basismonat)  
(Datenquelle: US-Arbeitsministerium sowie US-EIA)

Wie Abbildung 36 zeigt, würde eine langfristige Analyse der Preisniveaus ohne Betrachtung der Inflation bzw. Kaufkraft zu falschen Ergebnissen führen. In USD-Preisen von April 2018 lagen die Ölpreise im 1Q2018 unter den Preisen zwischen 1979 und 1981.

### 7.2.2 Inflationserwartung

Die Frage, ob die Öfterminkontrakte als Absicherungsinstrumente gegen Inflation angewendet werden (können), erfordert eine Analyse des Zusammenhanges zwischen den Öfterminpreisen sowie den kurzfristigen und langfristigen Zinssatzerwartungen. In einer einfachen eindimensionalen Betrachtung kann man die folgende **Hypothese** aufstellen:

- Eine Zunahme der erwarteten Inflation für den Zeitraum  $T$ ,  $r(t, T)$ , würde zu einer Investition in einen Öfterminkontrakt mit der Lieferzeit  $T$  führen und die damit gestiegene Nachfrage für diesen Öfterminkontrakt würde den Preis  $P(t, T)$  erhöhen.

Büyüksahin und Robe 2014 untersuchen unter anderem diese Hypothese im Rahmen ihrer Studie zum Thema Finanzialisierung des Ölmarktes und können keinen Nachweis dafür finden, dass die Inflationserwartungen die Long-Positionen der Hedge-Fonds in den Öfterminkontrakten beeinflussen. Diese Studie wird in Kapitel 8 ausführlich diskutiert. Abbildung 37 zeigt die US-FED-Umfragen zu den erwarteten Inflationsraten in den USA (siehe US-Inflation-Expectaion Ref.) für jeweils ein Jahr im Voraus und vergleicht diese mit den Preisen der WTI-Terminkontrakte mit einem Jahr Zeit zur Lieferung.

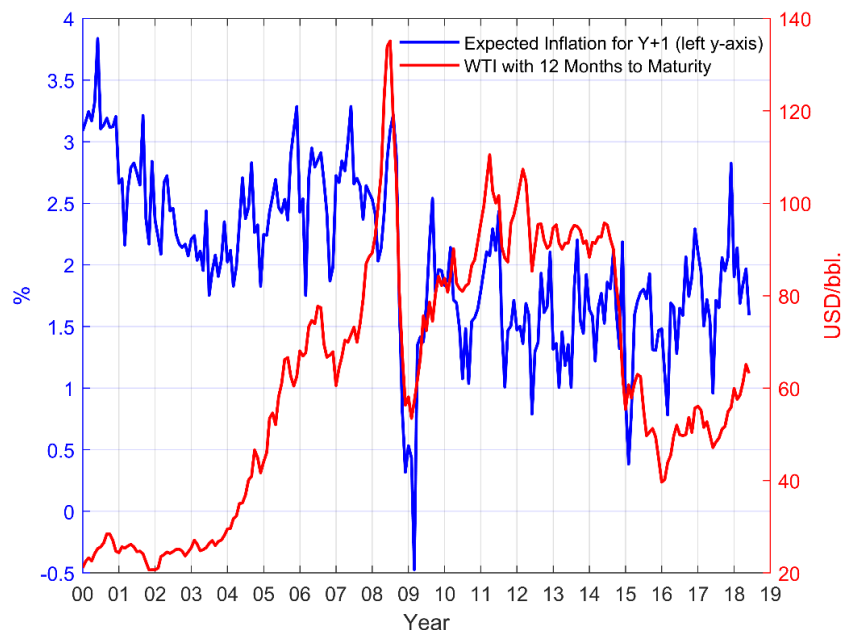


Abbildung 37: US-FED-Umfragen zur erwarteten Inflationsrate für das jeweils kommende Jahr und die (nominalen) WTI-Kontraktpreise (monatliche Mittelwerte) mit einem Jahr Laufzeit (Datenquelle: US-FED und Thomson Reuters)

Um die Kausalitäten zwischen den obigen monatlichen Zeitreihen zu untersuchen wird hier eine VAR(p)-Analyse eingesetzt. Zur Bestimmung der Lag-Länge p wird das Bayesianische Informationskriterium (BIC) verwendet. Abbildung 38 zeigt die BIC-Werte für die VAR-Modelle mit Lag-Längen von 1 bis 20 (berechnet in Matlab 2017b). Die BIC-Analyse zeigt bei einer Lag-Länge von 1 den niedrigsten BIC-Wert. Wie dieser Abbildung zu entnehmen ist, sind die Differenzen der standardisierten Zeitreihen<sup>26</sup> stationär und können damit für eine VAR-Analyse angewendet werden.

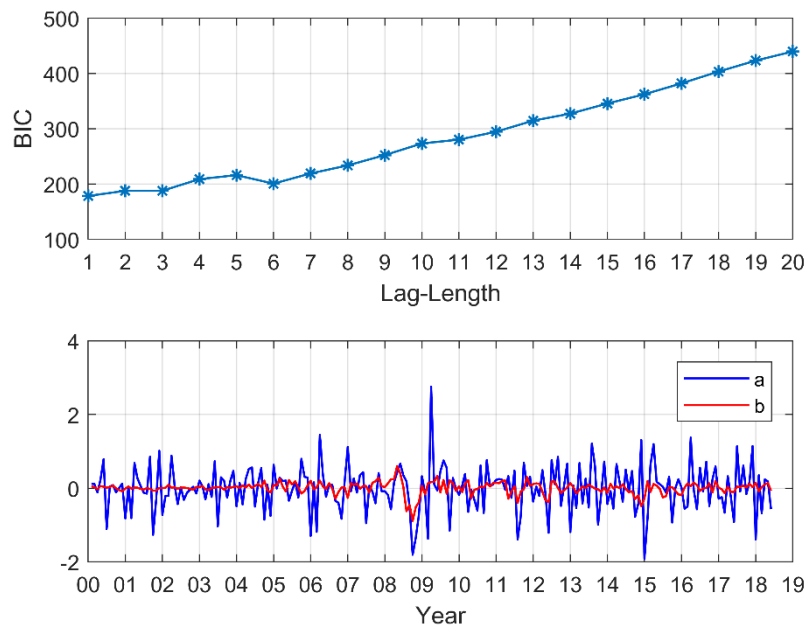


Abbildung 38: **Oberes Diagramm:** BIC-Werte für VAR(p)-Modelle mit Lag-Längen von p=1:20; Variablen: erste Differenzen der (standardisierten) Zeitreihen für erwartete Inflationsrate für das jeweils kommende Jahr (FED Umfragen) und Preise der WTI-Kontrakte mit 12 Monaten Zeit zur Lieferung; **Unteres Diagramm: a)** Erste Differenzen der standardisierten Zeitreihe für erwartete Inflationsrate für das jeweils kommende Jahr (FED-Umfragen) und **b)** Erste Differenzen der standardisierten Zeitreihe für Preise der WTI-Kontrakte mit 12 Monaten Laufzeit (Software: Econometrics Toolbox Matlab 2016b)

Im Folgenden wird ein VAR(1)-Modell wie folgt aufgestellt:

$$\begin{bmatrix} y_{1,t} \\ y_{2,t} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} c_1 \\ c_2 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \beta_{11,1} & \beta_{12,1} \\ \beta_{21,1} & \beta_{22,1} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} y_{1,t-1} \\ y_{2,t-1} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} u_{1,t} \\ u_{2,t} \end{bmatrix}$$

wo  $y_{1,t}$  die (ersten) Differenzen der standardisierten Inflationserwartungen für das jeweils kommende Jahr,  $y_{2,t}$  die (ersten) Differenzen der standardisierten Preise der WTI-Terminkontrakte mit zwölf Monaten Laufzeit zur Lieferung,  $c_1$  und  $c_2$  die Konstanten der VAR-Gleichungen,  $u_{1,t}$  und  $u_{2,t}$  die Residuen der Gleichungen und  $\beta_{ij,k}$  den Einfluss des  $k$ -en

<sup>26</sup> Die Zeitreihen wurden wie folgt standardisiert:  $\frac{x_t - \mu_x}{\sqrt{\sigma_x^2}}$

Vergangenheitswerts der Variable  $j$  auf die Variable  $i$  im Zeitpunkt  $t$  darstellt. Tabelle 9 präsentiert die Modellergebnisse:

	<i>Vaule</i>	<i>StandardError</i>	<i>T-Statistic</i>	<i>p-Value</i>
$c_1$	-0.023277	0.037669	-0.61793	0.53662
$c_2$	0.0037157	0.0099347	0.37401	0.70839
$\beta_{11,1}$	-0.30495	0.062552	-4.8751	1.0875e-06*
$\beta_{21,1}$	0.0068521	0.016497	0.41535	0.67789
$\beta_{12,1}$	1.3907	0.23653	5.8794	4.1172e-09*
$\beta_{22,1}$	0.42103	0.062382	6.7492	1.4863e-11*

*Test statistics reject the null hypothesis at \*1% level*

Tabelle 9: VAR-Modellierungsergebnisse für die Variablen: US-Inflationserwartungen und WTI-Terminkontraktpreise mit 12 Monaten Lieferzeit (Software: Econometrics Toolbox Matlab 2016b)

Wie die Ergebnisse des VAR(1)-Modelles zeigen, kann für den Koeffizienten  $\beta_{21,1}$  (der Einfluss der Veränderungen in Inflationserwartungen für das jeweils kommende Jahr auf die Preisveränderungen der WTI-Terminkontrakte mit 12 Monate Laufzeit) keine statistische Signifikanz gefunden werden. Hingegen weist der Koeffizient  $\beta_{12,1}$  (der Einfluss der Preisveränderungen der WTI-Terminkontrakte mit 12 Monaten Laufzeit auf die Veränderungen in den Inflationserwartungen für das jeweils kommende Jahr) starke statistische Signifikanz auf. Die hohe Signifikanz sowie der große Wert dieses Koeffizienten,  $\beta_{12,1}$ , (mit positivem Vorzeichen) legt nahe, dass die Preiserhöhungen der Öfterminkontrakte zur Lieferung in 12 Monaten die US-Inflationserwartungen für das jeweils kommende Jahr stark beeinflussen bzw. steigen lassen.

### 7.2.3 US-Dollar-Stärke

Da Rohöl weltweit in US-Dollar gehandelt wird, wird der Wert eines Barrels Rohöl in US-Dollar ermittelt. Damit können USD-Wechselkursveränderungen die Preisermittlung beeinflussen. Ist der US-Dollar im Vergleich zu anderen Währungen stark, so entspricht, vereinfacht ausgedrückt, der Wert eines Barrels Rohöl weniger US-Dollar und umkehrt. Des Weiteren können die US-Dollar-Wechselkurse zu anderen Währungen einen Einfluss auf die Kaufkraft und damit die Nachfrage für Erdöl ausüben. Ein Maß zur Messung der US-Dollar-Stärke gegenüber den führenden internationalen Währungen stellt der US-Dollar-Index dar. Der US-Dollar-Index misst den Wert des US-Dollars gegenüber den sechs meist gehandelten Währungen: Euro (57,6%), japanische Yen (13,6%), britische Pfund (11,9%), kanadischer Dollar (9,1%), schwedische Krone (4,2%) und Schweizer Franken (3,6%). Aufgrund der Wechselkurseffekte, die die Ölpreise beeinflussen könnten, wird der US-Dollar-Index in der



vorliegenden Arbeit als Maß für die US-Dollar-Stärke in die empirischen Modellierungen zur Erklärung der Ölpreisentwicklungen einbezogen. Der US-Dollar-Index beinhaltet außerdem implizit alle wichtigen Informationen zu den geldpolitischen Ereignissen bzw. Entscheidungen in den, in diesem Index abgebildeten, sieben Ländern. Abbildung 39 zeigt die Entwicklung des US-Dollar-Index-Kurs im Vergleich zu den realen WTI-Frontmonatspreisen.

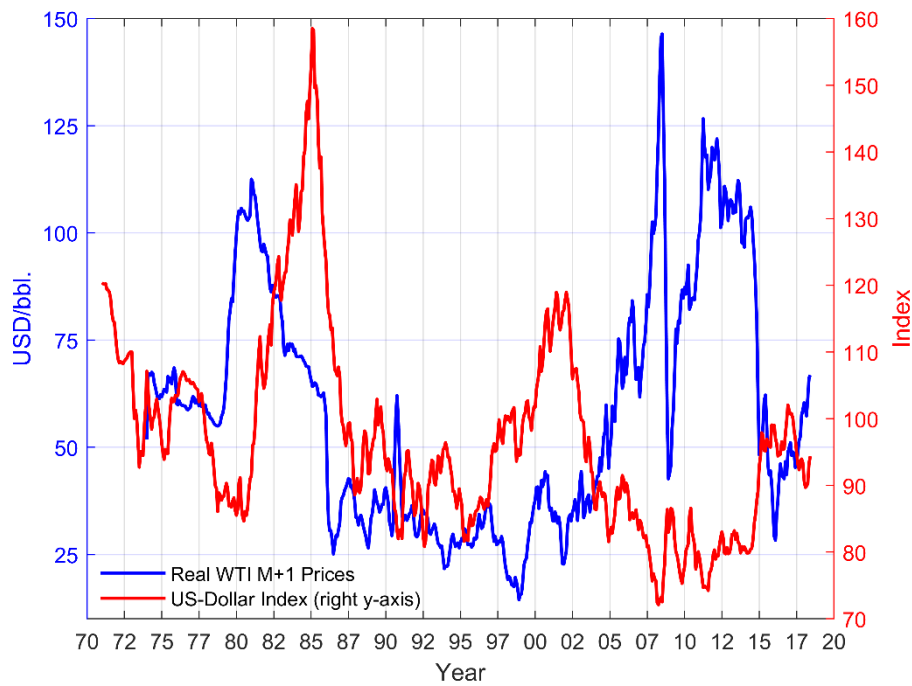


Abbildung 39: Reale WTI-Frontmonatspreise (April 2018 als Basismonat) im Vergleich zum Thomson-Reuters' US-Dollar-Index (Datenquelle: Thomson Reuters)

Wie dieser Abbildung entnommen werden kann, weisen die WTI-Preise und der US-Dollar-Index eine starke negative Korrelation auf. Von 2000 bis Mitte 2008 beobachtet man einen fallenden Trend in der US-Dollar-Stärke gegenüber den sechs wichtigsten internationalen Währungen. Während dieser Zeit ist ein gegenläufiger Trend in den Ölpreisen zu sehen. Im Juli 2008 erreicht der US-Dollar-Index seinen historischen Tiefpunkt. Zwischen der zweiten Hälfte 2014 und dem 1Q2015 nimmt der US-Dollar-Index stark zu während die Ölpreise in diesem Zeitraum fallen.

Mit Hilfe einer Kreuzkorrelationsfunktionsanalyse kommen auch Reboredo, Rivera-Castro und Zebende 2014 zu dem Ergebnis, dass die Korrelation zwischen dem US-Dollar-Index und den Ölpreisen stets negativ gewesen ist. Sie stellen allerdings für die Zeit nach der Finanzkrise 2008 eine stärkere negative Korrelation fest. Akram 2009 zeigt, dass ein schwacher US-Dollar zu höheren Ölpreisen führt und US-Dollar-Schocks Ölpreisfluktuationen auslösen. Yousefi und Wirjanto 2004 stellen einen kausalen Einfluss des US-Dollar-Indexes auf die Ölpreise fest. Während die Ergebnisse von Krichene 2005 zeigen, dass der US-Dollar-Index langfristig die

Ölpreise kausal beeinflusst, kommen Zhang et al. 2008 zu dem Ergebnis, dass dieser Einfluss auf eine kurze Frist begrenzt ist.

Im Folgenden wird ein Engle-DCC-M-GARCH(1,1)-Modell zur eigenen Analyse der Korrelation zwischen dem US-Dollar-Index und den Ölpreisen eingesetzt (siehe Kapitel 2 zur Methodik für die genaue Darstellung eines Engle-DCC-M-GARCH(1,1)-Modells). Abbildung 40 zeigt die berechneten zeitabhängigen Korrelationen zwischen den monatlichen Mittelwerten beider Zeitreihen.

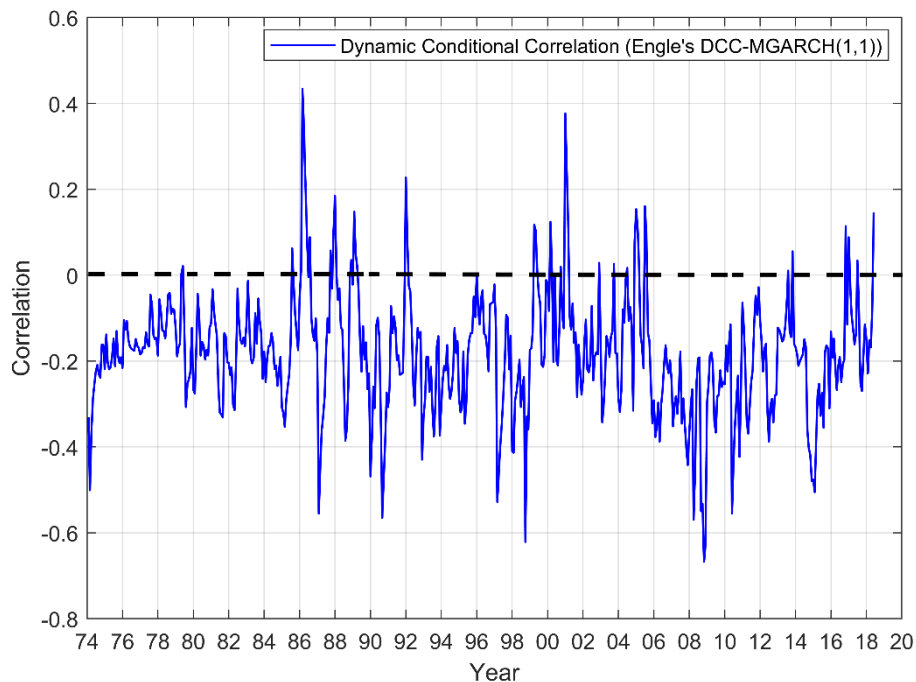


Abbildung 40: Zeitabhängige Korrelationen zwischen den monatlichen Mittelwerten des US-Dollar-Index sowie den WTI-Frontmonatspreisen, Ergebnisse eines Engle-DCC-M-GARCH(1,1)-Modells (Software RATS 9.10)

Wie in der Abbildung oben zu sehen ist, kann zwischen den monatlichen Mittelwerten des US-Dollar-Index und monatlichen Mittelwerten der Ölpreise in den meisten Monaten eine (starke) negative Korrelation festgestellt werden. Während im 1H2008 die negative Korrelation ihren historischen Höhepunkt erreicht, sind auch die Ölpreise auf ihrem historisch höchsten Niveau. Der starke Preisverfall im 2H2014 koinzidiert mit einem starken Anstieg in der negativen Korrelation zwischen den Ölpreisen und der US-Dollar-Stärke. Die Ergebnisse der Modellierungen in Kapitel 9 liefern statistisch signifikante Ergebnisse für eine Kausalität von dem US-Dollar-Index in Richtung Ölpreise und untermauern damit die hier gefundenen Korrelationsergebnisse.

**Zusammenfassung:** In diesem Kapitel wurden die monetären Faktoren der Ölpreise vorgestellt und der Stand der Wissenschaft zu deren Einfluss auf die Ölpreise diskutiert. Es wurde gezeigt, dass der Einfluss der Ölpreise auf die globale Konjunktur stark erforscht ist. Mit

dem Einfluss der globalen Konjunktur auf die Ölpreise haben sich dagegen weniger Studien beschäftigt. Des Weiteren wurde der Einfluss weiterer monetärer Faktoren, wie die Stärke des US-Dollars sowie die Inflationserwartungen, auf die Ölpreise diskutiert. Es wurde gezeigt, dass Inflationserwartungen keinen statistisch signifikanten Einfluss auf die Ölpreise ausüben und eine negative Korrelation zwischen der Stärke des US-Dollars und den Ölpreisniveaus besteht.

## 8 Finanzialisierung des Ölmarktes

Finanzialisierung wird in den wissenschaftlichen Studien nicht einheitlich definiert. In der Mehrheit der Studien wird sie als die Hypothese definiert, dass die Rohstoffe nach der Jahrtausendwende eher als Absicherungsinstrumente gegen die Schwankungen und Unsicherheiten auf dem Aktienmarkt und damit als Finanzassets gehandelt werden. Die Wissenschaftler überprüfen damit die Hypothese, ob in den letzten Jahren die fundamentalen Daten der Rohstoffe bei deren Preisbestimmung keine Rolle oder immer eine untergeordnete Rolle gespielt haben und ob die Preis- und Volatilitätsimpulse auf den Rohstoffterminmärkten jetzt aus dem Aktien- bzw. Finanzmarkt kommen. Bei der Mehrheit dieser Studien, die die Finanzialisierung des Ölmarktes untersuchen, besteht das Hauptforschungsinteresse darin, die Kausalitäten in den Volatilitäten zu bestimmen und nach so genannten Volatilitäts-Spill-Over-Effekten zu suchen. Diese Studien widmen sich damit der Frage, ob durch die Schocks eines Marktes die starken Bewegungen in dem anderen Markt verursacht werden können. Sie möchten somit die Richtung der Volatilitätskausalitäten zwischen dem Ölmarkt und dem Aktienmarkt ermitteln. Auch die gestiegenen, hohen Positionen der Finanzteilnehmer (wie z.B. Index-Funds) auf dem Ölterminmarkt werden in den Studien als Indikator für eine Zunahme der Finanzialisierung auf dem Ölmarkt untersucht.

### 8.1 Literaturübersicht zur Finanzialisierung des Ölmarktes

Im Folgenden wird der Stand der wissenschaftlichen Literatur zum Thema Finanzialisierung des Ölmarktes vorgestellt. Aufgrund der hohen Anzahl der Studien zu diesem Thema wird auch hier nur auf die Studien eingegangen, welche a) ebenfalls einige von denen in dieser Arbeit berücksichtigten Einflussparameter (wie z.B. CFTC-Daten, S&P500, globale Konjunktur; siehe Kapiteln 4, 5, 6, 7, 9.2) für ihre empirischen Untersuchungen heranziehen und b) nach kurz- und langfristigen Kausalitäten sowie nach Hinweisen auf Korrelationen und Volatilitäts-Spill-Overs suchen (VAR-, CVAR- und GARCH-Modelle). Wie bereits erwähnt, besteht bei der Mehrheit dieser Studien, die die Finanzialisierung des Ölmarktes untersuchen, das Hauptforschungsinteresse darin, die Kausalitäten in den Volatilitäten zu bestimmen und nach so genannten Volatilitäts-Spill-Over-Effekte zu suchen.

Eine der interessantesten Arbeiten zum Thema Finanzialisierung der Rohstoffmärkte stellt die Arbeit von Büyükkşahin und Robe 2014 dar. Die Autoren benutzen einen von der CFTC zur Verfügung gestellten, nicht veröffentlichten, täglichen Datensatz über die Positionen verschiedener Händlergruppen (Commercial Traders, Swap Dealers, Index Traders, Floor Brokers/Traders, Hedgefonds etc.) an der NYMEX auf siebzehn Rohstoffe für den

Zeitraum von Juli 2000 bis März 2010. Um das Phänomen Finanzialisierung der Rohstoffmärkte zu untersuchen, berechnen die Autoren mit einem DCC-M-GARCH-Modell<sup>27</sup> die zeitabhängigen Korrelationen zwischen den Renditen des S&P-GSCI-Commodity-Index (siehe Goldman Sachs Ref.1) und denen des SP500-Index. Der S&P-GSCI-Commodity Index wird in der Arbeit als Indikator für Finanzinvestitionen in den Rohstoffen betrachtet. Die Ergebnisse des DCC-M-GARCH-Modells zeigen, dass im Zeitraum von Juli 2000 bis August 2008 die bedingten Korrelationen zwischen den o.g. Indizes immer zwischen -0,4 und +0,4 lagen und sich kein besonderer Korrelationstrend von 2007 bis August 2008 feststellen lässt. Erst nach der Finanzkrise ab November 2008 steigen die Korrelationen zwischen den beiden Indizes.

Der hochaufgelöste Datensatz, welcher den Autoren in der Arbeit zur Verfügung steht, liefert sehr interessante, innovative Erkenntnisse über die Zusammensetzung der Positionen der Hedgefonds hinsichtlich der Fristigkeiten der eingegangenen Terminkontrakte. Wie in Kapitel 9 diskutiert wird, fehlen der Öffentlichkeit bei den frei verfügbaren COT-Berichten der CFTC (diese Berichte werden dort ausführlich vorgestellt) wichtige Informationen. Die COT-Berichte liefern keine Information darüber, welcher Anteil der Positionen der Hedgefonds auf die näherfristigen Kontrakte eingegangen worden ist und wie viele dieser Positionen sich auf die langfristigen Kontrakte beziehen. Die hochaufgelösten Daten dieser Arbeit zeigen, dass ein Großteil der Positionen der Hedgefonds in den drei näherfristigen Terminkontrakten (Frontmonat, Frontmonat+1 und Frontmonat+2) liegen (und zwar bei allen Rohstoffen). Die Autoren stellen fest, dass, bei allen 17 Rohstoffen zusammengerechnet, der Anteil der Hedgefonds an den Open-Interests der drei nächsten Kontrakte (M+1, M+2 und M+3) fast genauso groß ist wie deren Anteil an den Open-Interests aller weiteren Fristigkeiten. Im weiteren Verlauf dieser Studie wird überprüft, durch die Positionen welcher Händlergruppe die zeitabhängigen Korrelationen zwischen den Renditen des S&P-GSCI-Commodity-Index und denen des SP500-Index am besten erklärt werden können. Zusätzlich zu den Positionen der Händler, nehmen die Autoren auch die folgenden fundamentalen Daten in ihre Regressionsgleichung mit auf:

- Frachtraten zur Verschiffung trockener Massengüter (dry bulk cargo rates) als Indikator für die globale Wirtschaft<sup>28</sup>.

---

<sup>27</sup> Siehe Kapitel 2 zur Methodik für die Darstellung eines Engle-DCC-M-GARCH-Modells.

<sup>28</sup> Siehe Abschnitt 7.1.2 für Kritik an diesen Ansatz.

- Aruoba-Diebold-Scotti Business Conditions Index zur Erfassung der US-Wirtschaft<sup>29</sup>.
- US-Inflations-Erwartungen: Die Federal Reserve Bank of Cleveland führt Marktumfragen durch und veröffentlicht monatliche Daten zur Inflationserwartung in den USA für verschiedene zukünftige Zeiträume<sup>30</sup>. Diese Variable wird mitberücksichtigt, um zu überprüfen, ob die Rohstoffkontrakte zur Absicherung gegen Inflation benutzt werden. Die Autoren verwenden eine lineare Interpolation um wöchentliche Daten zu generieren.
- 90-Tage-TED-Spread als Indikator für „Financial Stresses“: Dieser Index bildet die Differenz zwischen zwei Renditen und zwar einfach ausgedrückt: die Renditen, die FED (US-Federal Reserve) für eine dreimonatige Geldverleihung an Banken verlangt und die Renditen, die FED für eine dreimonatige Geldverleihung an die US-Regierung verlangt. Damit bildet der TED-Spread theoretisch die Wahrscheinlichkeit einer Bankeninsolvenz und einer Finanzkrise ab, denn in Zeiten von Bankenkrisen würde die FED höhere Renditen von den Banken verlangen.
- Eine Dummy-Variable für Pre-und Post-Lehman-Krise.

Da einige Daten in dieser Arbeit nicht stationär  $I(1)$  sind (Frachtraten, die DCC-Korrelationen, TED-Spreads) während andere Stationarität  $I(0)$  aufweisen (wie z.B. der Business Condition Index), benutzen die Autoren das in Pesaran and Shin (1999) empfohlene ARDL-Modell (Autoregressive Distributed Lag), um die Beziehungen zwischen den untersuchten Variablen zu analysieren<sup>31</sup>. Sie stellen die folgende Gleichung auf:

$$y_t = \omega D_t + \sum_{i=1}^p \gamma_i y_{t-i} + \sum_{j=1}^q \alpha_j x_{t-j} + \varepsilon_t$$

wo  $y_t$  die zeitabhängige Korrelation zwischen den Renditen des S&P-GSCI-Commodity-Index und denen des SP500-Index darstellt.  $D_t$  ist eine Dummy-Variable zur Abbildung der Pre- und Post-Lehman-Zeit und  $x$  beinhaltet die weiteren 7 erklärenden Variablen: Frachtraten, US Business Condition Index, US-Inflationserwartungen, TED-Spread und zum Schluss jeweils

---

<sup>29</sup> Dieser Index wird von der „Federal Reserve Bank of Philadelphia“ veröffentlicht. Zur Berechnung dieses Index werden die folgenden US-Wirtschaftsdaten berücksichtigt: “weekly initial jobless claims, monthly payroll employment, industrial production, personal income less transfer payments, manufacturing and trade sales and quarterly real GDP”. Für freiverfügbare Daten und mehr Information siehe ADS-Business Conditions Index Ref.

<sup>30</sup> siehe US-Inflation-Expectaion Ref. für freiverfügbare Daten und mehr Information. Weiterhin siehe 7.2.2 für eine Kausalitätsanalyse zwischen den Inflationserwartungen in den USA und den Ölpreisen.

<sup>31</sup> Bzgl. Anwendung von ARDL-Modellen zur Kointegrationsanalyse siehe: Hassler und Wolters 2006.

der Anteil der Positionen der Hedgefonds, Index-Trader sowie Commercial-Trader an den Gesamt-Open-Interest in 17 Rohstoffen. Die Autoren betrachten das Modell einmal mit den Positionen dieser Händler in allen Fristigkeiten und einmal mit deren Positionen in den drei nächsten Fristigkeiten. Die Autoren stellen für die Frachtraten eine statistische Signifikanz mit negativem Vorzeichen fest und ziehen daraus die Schlussfolgerung, dass in globalen Rezessionszeiten (wie z.B. im Herbst 2008, als die Frachtraten gefallen sind) die Korrelation zwischen den Rohstoff- und Aktienmärkten stark und positiv ist. Die Ergebnisse liefern für die Koeffizienten der Variablen Inflationserwartungen sowie Business-Condition-Index keine statistische Signifikanz. Der Koeffizient für den TED-Spread ist signifikant und hat ein positives Vorzeichen und so schreiben die Autoren, dass in Zeiten von hohem „Financial-Stress“ die positive Korrelation zwischen den Rohstoffmärkten und dem US-Aktienmarkt zunimmt<sup>32</sup>. Für die Positionen der Index-Trader und die der Commercial-Trader wird keine Signifikanz gefunden (weder in allen Fristigkeiten noch in den drei nächsten Kontrakten)<sup>33</sup>. Für Hedgefonds wird jedoch eine starke Signifikanz insbesondere für deren Positionen in den drei nächsten Fristigkeiten festgestellt. In dieser Arbeit zeigen die Autoren jedoch, dass im Sommer-Herbst 2008 (während der Finanzkrise) kein auffälliger Trend in der Korrelation zwischen den Rohstoffmärkten und dem US-Aktienmarkt vorgefunden werden kann. Die Ergebnisse dieser Arbeit legen nahe, dass die Positionen der Hedgefonds die Korrelationen zwischen den Rohstoff- und Aktienmärkten gut erklären können. Für den Zeitraum 2009 bis 2010 finden die Autoren heraus, dass die Positionen dieser Händlergruppe zur Erklärung der hohen positiven Korrelationen zwischen den oben genannten Indizes sich als statistisch signifikant erweisen.

Balcilar et al. 2015 untersuchen die Langzeitbeziehungen zwischen den monatlichen Daten der WTI-Spotpreise und des SP500-Index im Zeitraum von 1958 bis Dezember 2013. Die Autoren benutzen ein Markov-Switching-Vector-Error-Correction-Modell (MS-VEC) mit zwei Regimen, definiert jeweils als Zeiten mit hohen und geringen Volatilitäten. Die Autoren kommen zu dem Ergebnis, dass in der Vergangenheit 72% der Perioden durch hohe Volatilitäten gekennzeichnet sind. Der Zeitraum 2007-2008 wird als eine Periode mit hoher Volatilität festgestellt. Die Ergebnisse der Impulse-Response-Analyse in dieser Arbeit zeigen, dass positive (negative) Schocks in den Ölpreisen in Zeiten hoher Volatilität, negative (positive) Schocks auf dem Aktienmarkt auslösen, während in Perioden mit geringer Volatilität, Schocks im Ölmarkt keinen Einfluss auf den SP500-Index ausüben. Bei der Interpretation

---

<sup>32</sup> siehe Nazlioglu et al. 2015 für umgekehrte Ergebnisse hinsichtlich des Financial Stress Index.

<sup>33</sup> siehe Brunetti und Büyukshahin 2009 für vergleichbare Ergebnisse.

dieses Ergebnisses bleiben die Autoren jedoch vorsichtig und ziehen nicht die Schlussfolgerung, dass die hohen Ölpreise die Aktienkursabstürze und damit die Finanzkrise im Jahr 2008 verursacht hätten. Eine Impulse-Response-Analyse mit Schocks im Aktienmarkt zur Analyse der Reaktionen des Ölmarkts darauf wird in dieser Arbeit nicht durchgeführt<sup>34</sup>.

Boubaker und Raza 2017 untersuchen die zeitabhängigen Korrelationen zwischen den Brent-Frontmonatspreisen und den so genannten BRIC-Index-Notierungen. Der BRIC-Index bildet die Aktienmarktentwicklungen in Brasilien, Russland, Indien, China und Süd-Afrika ab. Sie verwenden ein VAR-DCC-M-GARCH. Die Autoren können für Sommer-Herbst-2008 keine besonders auffällige Änderung in der Korrelation zwischen den Aktienmarktnotierungen der BRICS-Länder und den Ölpreisen feststellen.

Creti et al. 2013 untersuchen die Korrelationen zwischen den Preisen von 25 Rohstoffen (einschließlich WTI-Frontmonatspreisen) und dem SP500-Index im Zeitraum Januar 2001 bis November 2011 und wenden jeweils einen bi-variablen DCC-M-GARCH-Modellierungsansatz zur Berechnung der (zeitabhängigen) dynamisch bedingten Korrelationen (DCC) wie folgt an<sup>35</sup>:

$$\begin{bmatrix} r_{t,WTI} \\ r_{t,SP500} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mu_{WTI} \\ \mu_{SP500} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} e_{t,WTI} \\ e_{t,SP500} \end{bmatrix} \text{ wo } \begin{bmatrix} e_{t,WTI} \\ e_{t,SP500} \end{bmatrix} \sim \text{DCC-GARCH}(1,1)$$

Die Autoren stellen zwischen  $e_{t,WTI}$  und  $e_{t,SP500}$  im Sommer 2008 eine negative Korrelation (-0,2) fest und stellen dies als einen Hinweis auf Spekulation während der Finanzkrise vor. Die Spekulations-Hypothese lautet hier: Weil der Aktienmarkt im Sommer 2008 gefallen ist, haben die Finanzhändler auf den Ölmarkt gewechselt und damit die Ölpreise steigen lassen. Des Weiteren zeigen die Ergebnisse dieser Arbeit positive Korrelationen zwischen den oben genannten Residuen nach 2009. Aufgrund dieser positiven Korrelationen (welche zwischen 0,3 und 0,5 schwanken) gehen die Autoren von einer erhöhten Finanzialisierung des Ölmarktes aus. In dieser Arbeit wird angenommen, dass allein die Notierungen des SP500-Index die Ölpreisentwicklungen erklären (können) und somit werden keine fundamentalen Daten des Ölmarktes zur Modellierung der Ölpreise herangezogen.

Wen et al. 2012 untersuchen die zeitabhängigen Korrelationen zwischen den WTI-Spotpreisen und dem SP500-Index sowie die Notierungen an den Aktienmärkten in Hongkong und

---

<sup>34</sup> Diese Arbeit stellt zwar neue Erkenntnisse bezüglich der Langzeit-Interdependenzen der Volatilitäten der Aktien- und Ölmärkte vor, jedoch muss darauf hingewiesen werden, dass die ökonometrischen Eigenschaften der MS-VEC Modelle in der Wissenschaft noch nicht ausreichend diskutiert worden sind.

<sup>35</sup> Für die Darstellung eines Engle-DCC-M-GARCH siehe Kapitel 2 für Methodik.



Shanghai. Sie verwenden auch ein DCC-M-GARCH-Modell jedoch mit einer Copula-t-student-Verteilung. Sie stellen eine erhöhte positive Korrelation zwischen den Brent-Spotpreisen und den untersuchten Aktienmarktnotierungen nach der Lehman-Krise fest. Während auch diese Studie keine Auffälligkeit in der Korrelation zwischen den Ölpreisen und den Aktienmärkten während der Finanzkrise 2008 vorfindet, warnen die Autoren davor, dass die hohe positive Korrelation im Falle einer „nächsten“ Finanzkrise eine Ansteckungsgefahr für die Rohstoffmärkte beinhalten könnte.

Souček 2013 überprüft die Kausalitäten zwischen den Open-Interests von Öl- und Gold-Futures sowie den SP500-Futureskontrakten mit einem VAR-Modell. Er findet eine bidirektionale Kausalität zwischen den Open-Interests der WTI-Terminkontrakte und denen der SP500-Futureskontrakte.

Nazlioglu et al. 2015 untersuchen die Volatilitäts-Spill-Over-Effekte zwischen den Ölpreisen und dem Financial-Stress-Index (FSI) der Federal Reserve Bank of Cleveland<sup>36</sup> (siehe Abbildung 41). Der FSI wird in dieser Arbeit als Indikator für Finanzmarktzeiten mit hohen Unsicherheiten und Turbulenzen benutzt. Die Autoren gehen der Frage nach, ob sich diese Unsicherheiten in den Ölmarkt übertragen haben. Sie schätzen zuerst die GARCH-Volatilitäten beider Zeitreihen ab. Anschließend führen sie einen Kausalitätstest in Varianz laut Hafner und Herwartz 2006 durch. Dabei stellen sie eine Volatilitäts-Kausalität der Ölpreise in Richtung des Finanzmarkts fest. Die Ergebnisse der Impulse-Response-Analyse in dieser Arbeit deuten darauf hin, dass eine Volatilitätszunahme auf dem Ölmarkt stärker die Volatilitäten des Financial-Stress-Index erhöht als umgekehrt. Die Autoren geben jedoch zu, dass der FSI allein nicht die Entwicklungen des Ölmarktes erklären kann und auch nicht die Ölpreise allein das Verhalten der Finanzmärkte bestimmen. Aus diesem Grund laden die Autoren zu mehrdimensionaleren Analysen ein.

---

<sup>36</sup> Für Definition und frei verfügbare Daten siehe: FSI Ref..

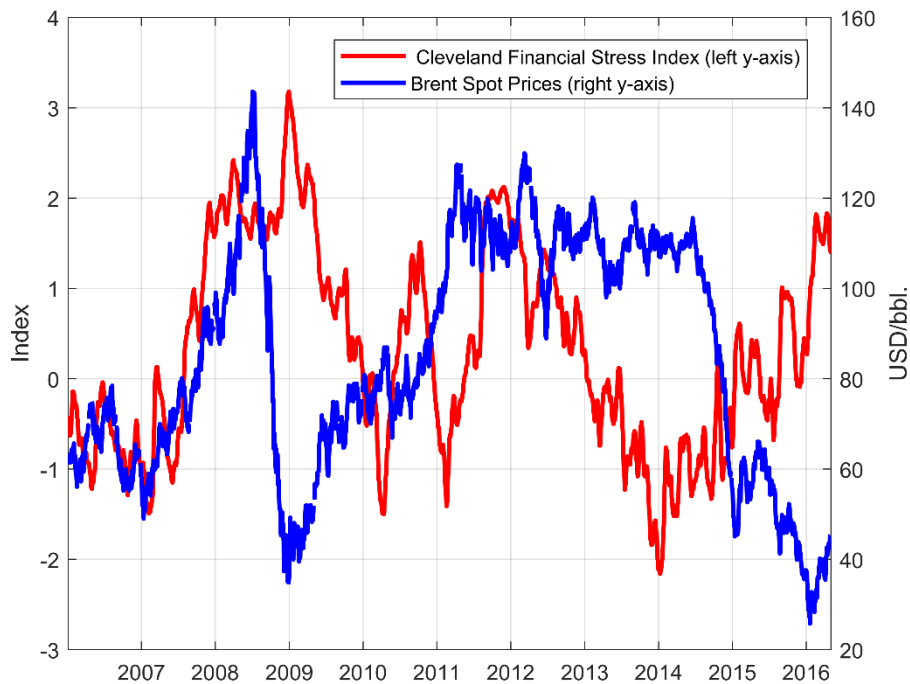


Abbildung 41: Cleveland-Financial-Stress-Index vs. Brentspotpreise (Datenquelle: Federal Reserve Bank of Cleveland und Thomson Reuters)

Maghyreh et al. 2016 benutzen die impliziten Volatilitäten der Ölpreise und die der Aktienmarktindizes in elf Ländern und untersuchen die Volatilitäts-Spill-Over-Effekte. Die impliziten Volatilitäten werden aus den Optionspreisen auf den Derivatmärkten abgeleitet. Die Autoren stellen einen bi-direktionalen Zusammenhang zwischen den impliziten Volatilitäten der Ölpreise und denen der Aktienindizes in diesen Ländern fest. Die Ergebnisse der eingesetzten Granger-Kausalitätstests in dieser Arbeit zeigen, dass die Transmission der Volatilitäten von den Ölpreisen in die Aktienmärkte viel signifikanter und nachhaltiger ist als umgekehrt.

Kolodziej, Kaufmann und et al. 2014 widmen sich der Frage, ob die Öfterminkontrakte als Absicherungsinstrumente für Finanzportfolios eingesetzt werden und suchen deshalb nach einer negativen Korrelation zwischen den Renditen im Ölmarkt und den Renditen des Aktienmarktes. In ihrer Regressionsgleichung nehmen die Autoren an, dass die Ölpreise laut folgender Gleichung abgebildet werden können:

$$\Delta \ln(WTI_t) = \rho_{0,t} + \rho_{1,t} \Delta \ln(Gold_t) + \rho_{2,t} \Delta \ln(SP500_t) + \rho_{3,t} \Delta \ln(COP_t) + \varepsilon_t$$

Die Variable COP stellt die Aktienkurse des Ölkonzerns ConocoPhillips dar. Die Autoren verwenden diese Variable zur Erfassung der Markterwartung bezüglich der zukünftigen Ölpreise. Das heißt, die Autoren nehmen an, dass wenn die Finanz-Marktteilnehmer steigende Ölpreise erwarten würden, die Aktienkurse dieses Ölonternehmen steigen würden. Um die

zeitabhängigen Zusammenhänge der Variablen zu analysieren, setzen die Autoren für die Regressionsschätzung beide, sowohl Moving-Windows- sowie den Kalman-Filtering-Ansatz ein und konzentrieren sich dabei auf den Verlauf des Koeffizienten  $\rho_{2,t}$ , als zeitabhängiger Einfluss des Aktienmarktes auf die Ölpreise. Im Zeitraum 2003 bis 2008 finden die Autoren ein negatives Vorzeichen für  $\rho_{2,t}$  und betrachten dies als Bestätigung dafür, dass die Öfterminkontrakte in diesem Zeitraum als Absicherungsinstrumente benutzt wurden. Die Ergebnisse dieser Studie können wie folgt kritisiert werden: zum einen fehlen in dieser Arbeit zur Erklärung der Ölpreise die Öl-Fundamentaldaten und zum anderen hat eine Berücksichtigung des Aktienkurses eines Ölunternehmens Multikollinearität mit den Ölpreisen zur Folge. Denn die Aktienkurse der Ölkonzerne weisen eine sehr starke Korrelation mit den Ölpreisen auf. Abbildung 42 zeigt die hohe Korrelation zwischen den Aktienkursen der drei größten US-Ölunternehmen und den WTI-Preisen:

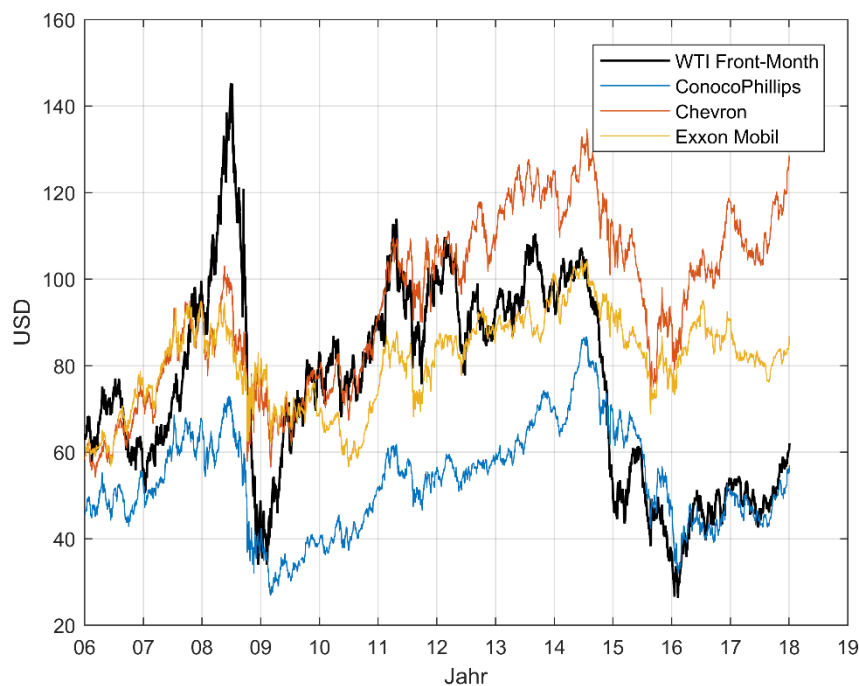


Abbildung 42: Tägliche Aktienkurse der drei größten US-Ölunternehmen und die WTI-Preise (Frontmonat)  
(Datenquelle: Thomson Reuters)

Hammoudeh et al. 2004 bilden fünf verschiedene Indizes an Aktienpreisen von US-Ölunternehmen mit unterschiedlichen Geschäftsfeldern im Öl- und Gas-Bereich (Produktion, Distribution, Refining/Verarbeitung oder alle Geschäftsfelder) und untersuchen den kausalen Zusammenhang zwischen diesen Indizes und den Entwicklungen der WTI-Spot und WTI-Terminkontrakte (Frontmonat bis Lieferung in 4 Monaten). Sie benutzen ein VEC-Modell zur Kointegrationsanalyse und zeigen, dass keiner der oben genannten Indizes die WTI-Spot- und die Terminpreise erklären kann. Die Ergebnisse zeigen, dass die Kausalität von den Ölpreisen ausgeht und diese Indizes von den Ölpreisen getrieben werden. Des

Weiteren untersuchen die Autoren mit Hilfe eines BEKK-Modellierungsansatzes die Volatilitäts-Spill-Over-Effekte und kommen zu dem Ergebnis, dass die Volatilitäten der oben genannten Indizes von den Volatilitäten der Ölpreise stammen und keine Kausalität in Gegenrichtung festgestellt werden kann.

Gkanoutas-Leventis und Nesvetailova 2015 betrachten das stark gestiegene außerbörsliche (OTC) Open-Interest der gesamten Rohstoffterminkontrakte zwischen 2007 und 2008 als eine Kapitalflucht aus dem Finanzmarkt in den Ölterminmarkt und stellen damit diese Liquiditätszunahme auf dem OTC-Markt als die Ursache für die hohen Ölpreise in diesem Zeitraum vor. Die Analysen dieser Arbeit bleiben deskriptiver Natur. Es werden keine empirischen Untersuchungen zur Bestimmung der Kausalitätsrichtung zwischen den OTC- und Ölterminmärkten durchgeführt.

Chang und Yu 2013 benutzen ein innovatives MS-AR-AGARCH-X<sup>37</sup> mit einem Jump-Prozess und untersuchen die Auswirkungen der Ölpreisrenditen auf die Renditen des SP500-Index. Sie definieren zwei Regime: Perioden geringer Volatilität und Phasen hoher Volatilität auf dem US-Aktienmarkt. Sie finden heraus, dass die Ölpreisschocks die SP500-Notierungen nur in Zeiten hoher Volatilität mit einem positiven Vorzeichen beeinflussen.

Olson et al. 2014 betrachten die gestiegenen positiven Korrelationen zwischen den Rohstoffpreisen und den Notierungen der Aktienindizes aus einer neuen Perspektive. Sie sehen die seit 2008 hohen gestiegenen positiven Korrelationen als ein Indiz dafür, dass die Rohstoffe dadurch ungeeigneter für einen Einsatz als Absicherungsinstrumente gegen die Schwankungen auf dem Aktienmarkt geworden sind, denn die Rohstoffpreise würden sich so im Falle eines Schocks in die gleiche Richtung bewegen wie die Aktienindizes. Die Autoren analysieren die zeitabhängigen Korrelationen zwischen den Renditen des „S&P GSCI Energy Excess Return Index“ und denen des SP500-Index. Durch den Bezug eines S&P GSCI Energy Excess Return Indexes kann ein Finanzanleger in die näherfristigen Kontrakte auf WTI, Brent, Gas, Benzin und Heizöl gleichzeitig investieren<sup>38</sup>. Mit Hilfe der berechneten zeitabhängigen Korrelationen (die mit einem BEKK-GARCH-Modell ermittelt werden) berechnen die Autoren

---

<sup>37</sup> Markov Switching Autoregressive Asymmetric GARCH model with Explanatory Variables (MS-AR-AGARCH-X).

<sup>38</sup> Zur Kausalität zwischen den Positionen der Index-Trader und den Rohstoffpreisen siehe: Irwin und Sander 2012, Sanders und Irwin 2014, Büyüksahin und Robe 2014, Brunetti, Büyüksahin und Harris 2015.

die so genannten Dynamic-Hedge-Ratios<sup>39</sup>. Die Ergebnisse dieser Analyse zeigen, dass der Energy Return Index ein schwaches Instrument zur Absicherung gegen die Schwankungen und Schocks in dem SP500 darstellt. Des Weiteren führen die Autoren aus, dass bei den meisten Studien zum Thema Comovements zwischen den Rohstoffpreisen und den Aktienmärkten die Berücksichtigung fundamentaler Faktoren fehlen, denn es ist nicht auszuschließen, dass die fundamentalen Faktoren auf beiden Märkten die gleichen Effekte ausüben können. Sie stellen den Dollar-Index als Beispiel vor. Weil die beiden Märkte in US-Dollar notiert werden, würde ein Schock im US-Dollar die in Dollar notierten Assets gleich beeinflussen und würde zu einer positiven Korrelation zwischen den Renditen dieser Assets führen. Um dies zu überprüfen, führen die Autoren eine Impulse-Response-Analyse durch<sup>40</sup>. Die Impulse-Response-Analyse zeigt, dass nur bei stark fallenden SP500-Notierungen die Volatilitäten der Renditen des S&P GSCI Energy Excess Return Index steigen würden, während die steigenden SP500-Volatilitäten die Volatilitäten der Energiepreise nicht beeinflussen.

Aloui et al. 2016 untersuchen die Auswirkungen der auf dem Finanzmarkt herrschenden Unsicherheiten auf die WTI-Preise. Zu diesem Zweck benutzen die Autoren zwei in Baker et al. 2013 vorgestellte Unsicherheits-Indizes. Baker et al. 2014 setzten „Automatische Textsuche-Algorithmen“ ein und suchen in den 10 größten US-Zeitungen nach Wörtern und Wortkombinationen, die auf wirtschaftspolitische oder aktienmarktspezifische Unsicherheiten hindeuten. Mit diesem Algorithmus bilden Baker et al. zwei tagesscharfe Indizes: EPU (Economic Polity Uncertainty) und EMU (Equity Market Uncertainty). Im weiteren Verlauf der Arbeit untersuchen die Autoren die bedingten (time-varying) Korrelationen der WTI-Preise mit diesen beiden Indizes mit Hilfe eines Copula-Ansatzes zur Erstellung multivariabler Verteilungen. Sie stellen fest, dass die Korrelation zwischen den Ölpreisrenditen und den wirtschaftspolitischen sowie aktienmarktspezifischen Unsicherheiten time-varying-Eigenschaften aufweisen. Sie schlussfolgern damit, dass der Ölmarkt in der Vergangenheit auf die US-wirtschaftspolitischen sowie aktienmarktspezifischen Unsicherheiten unterschiedlich reagiert hat. Des Weiteren zeigen die Ergebnisse dieser Studie, dass die

---

<sup>39</sup> Die Autoren benutzen hierfür den Ansatz von Kroner und Sultan 1993: Um eine 1\$-Long-Position in SP500 abzusichern, müsste der Anleger eine Short-Position im Energy-Index um  $\beta$ \$ eingehen also: 
$$\beta_t^{Energy,SP500} = \frac{Kovarianz_t^{Energy,SP500}}{Varianz_t^{Energy}}$$
, wo die bedingten (time-varying) Varianzen und Kovarianzen mit einem BEKK-GARCH-Modell berechnet werden.

<sup>40</sup> Für eine Impulse-Response-Analyse mit einem BEKK-M-GARCH-Modell benutzen die Autoren den Ansatz in Hafner und Herwartz 2006 (eine Umformulierung des BEKK-Modells in eine vech-M-GARCH-Parametrisierung).

sogenannte „Tail-Dependencies“ zwischen den Ölpreisrenditen und den Entwicklungen des EPU-Index höher ist als die Abhängigkeiten zwischen Ölpreisrenditen und dem EMU-Index. Dies deutet darauf hin, dass die Ölpreise auf die wirtschaftspolitischen Unsicherheiten stärker reagieren als auf die aktienmarktspezifischen Unsicherheiten.

Cunado und Gracia 2014 untersuchen die Auswirkungen der Ölpreis-Schocks auf 12 europäische Aktienindizes mit einem VEC-Modell. Sie nehmen die globale Ölproduktion, Aktienindizes und den europäischen Leitzins der EZB mit in das Modell auf. Die Supply- und Demand-Schocks definieren die Autoren auf Basis der Vorzeichen der Korrelation zwischen den Ölpreisen und der Ölproduktion. Ist die Korrelation positiv, bezeichnen sie den Marktzustand als Demand-Schock. Entwickeln sich die Ölpreise und die Ölproduktion in entgegengesetzte Richtungen, herrscht laut dieser Arbeit ein Supply-Schock auf dem Markt. Die Autoren stellen fest, dass die Öl-Demand- sowie Öl-Supply-Schocks negative, nachhaltige Auswirkungen in den europäischen Aktienindizes auslösen.

**Zusammenfassung der Literaturübersicht zur Finanzialisierung des Ölmarktes:** Obwohl die Ergebnisse der oben diskutierten Studien zum Thema Finanzialisierung des Ölmarktes sehr unterschiedlich sind, lässt sich zusammenfassend feststellen, dass die Mehrheit der wissenschaftlichen Arbeiten eine Kausalität vom Ölmarkt in Richtung Finanzmärkte und nicht umgekehrt feststellen. Filis et al. 2011 bieten eine umfangreiche Literaturübersicht zu dem Thema „Zusammenhang zwischen den Ölpreis- und Aktienmarktentwicklungen“.

## 8.2 Eigene Untersuchung zur Finanzialisierung des Ölmarktes

Im Folgenden wird das Thema Finanzialisierung des Ölmarktes aus Sicht einer neuen Perspektive, nämlich der Ölhandelsvolumen sowie des Open Interest untersucht. In diesem Kapitel wird die folgende Hypothese aufgestellt:

- **Hypothese:** Die starken Zunahmen der Handelsvolumen sowie des Open Interest des Ölmarktes sind ein Indikator für eine Zunahme der Finanzialisierung des Ölmarktes. Die Finanzialisierung des Ölmarktes treibt die Ölpreise<sup>41</sup>.

---

<sup>41</sup> Nach bestem Wissen des Autors wurden die Handelsvolumen sowie Open-Interest bis jetzt nur in der Studie Gkanoutas-Leventis und Nesvetailova 2015 als Indikator für Finanzialisierung untersucht. Wobei die Autoren dort die außerbörslichen Open-Interest der gesamten Rohstoffterminkontrakte als Finanzialisierung des Ölmarktes definieren. Hier werden hingegen (zum ersten Mal in der Literatur) die börslichen Ölhandelsvolumen sowie das Open-Interest an den beiden Ölterminkontrakten NYMEX und ICE und deren Zusammensetzung ausführlich präsentiert und diskutiert.

Um die obige Hypothese zu überprüfen, werden zunächst die Entwicklungen der Handelsvolumen und des Open Interest an den beiden Öfterminmärkten NYMEX und ICE präsentiert. Im weiteren Verlauf wird mit Hilfe empirischer Analysen untersucht, ob zwischen der Finanzialisierung des Ölmarktes und den Ölpreisen ein kausaler Zusammenhang festgestellt werden kann.

### 8.2.1 Handelsvolumen

Abbildung 43 zeigt die monatlichen Durchschnitte der täglichen Gesamthandelsvolumen an der NYMEX sowie an der ICE von Anfang 2000 bis Ende 2017. Dabei beziehen sich die dargestellten Handelsvolumen auf WTI- und Brent-Terminkontrakte mit allen handelbaren Lieferfristigkeiten (vom Frontmonat bis zur 6 Jahren Laufzeit). Auf den beiden Terminmärkten kann man insbesondere ab 2006 eine starke Zunahme der Handelsvolumen feststellen. Während im Jahr 2000 pro Tag im Durchschnitt ca. 150.000 Terminkontrakte auf WTI (alle Lieferfristigkeiten) gehandelt wurden, lagen die täglichen WTI-Gesamthandelsvolumen Mitte 2017 bei 1.500.000 Kontrakten. Dies entspricht einer Verzehnfachung des täglichen Handelsvolumens. Diese signifikante Zunahme der Handelsvolumen kann zum einen auf die Digitalisierung des Handels nach der Jahrtausendwende sowie auf den starken Anstieg des Open Interest (siehe Abbildung 48) zum anderen zurückgeführt werden.

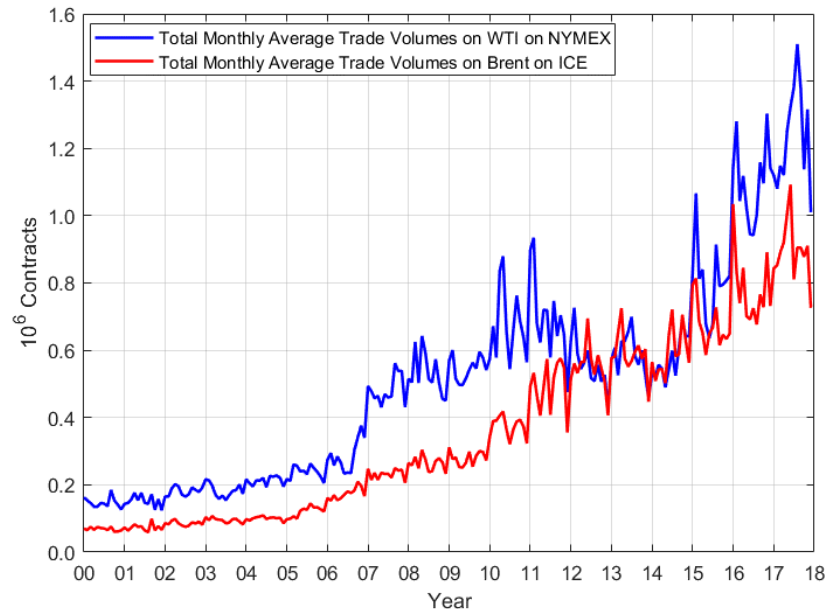


Abbildung 43: Monatliche Durchschnitte der täglichen Handelsvolumen auf WTI und Brent an den Rohstoffterminmärkten NYMEX und ICE (Datenquelle: Thomson Reuters)

Eine wichtige Frage bei der Analyse der Handelsvolumen lautet: welche Kontrakte werden am intensivsten gehandelt? Hierfür liefern die Abbildung 44 und Abbildung 45 eine Antwort und

zeigen, dass sich 90% der Gesamthandelsvolumen an den beiden Rohstoffterminmärkten (NYMEX und ICE) auf den Handel mit nahfristigen Kontrakten beziehen und zwar mit Lieferungen im Frontmonat oder mit Lieferungen in 2 bis 6 Monaten (M+1 bis M+6). Erderington und Lee 2002 finden vergleichbare Ergebnisse bei den Heizölkontrakten an der NYMEX.

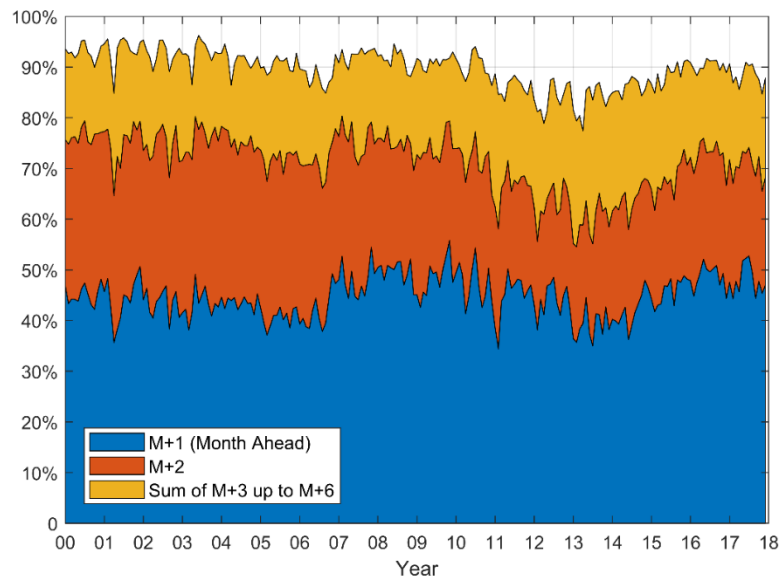


Abbildung 44: Zusammensetzung der WTI-Gesamthandelsvolumen an der NYMEX, Monatliche Mittelwerte (Datenquelle: Thomson Reuters)

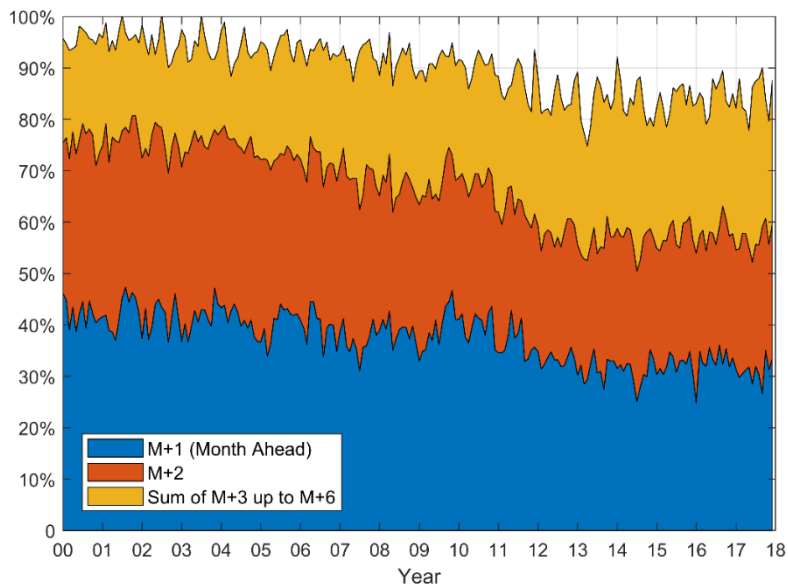


Abbildung 45: Zusammensetzung der Brent-Gesamthandelsvolumen an der ICE, Monatliche Mittelwerte (Datenquelle: Thomson Reuters)



Wie in den Abbildungen 44 und 45 zu erkennen ist, werden die Frontmonatskontrakte an beiden Märkten am liquidesten gehandelt. Hinsichtlich der Entwicklung der Zusammensetzung der Handelsvolumen lässt sich feststellen, dass der Handel mit dem Frontmonatskontrakt auf beiden Märkten im gesamten, betrachteten Zeitraum etwa 40% der täglichen Handelsvolumen ausmacht. Auch die anderen Handelsvolumen-Verhältnisse hinsichtlich der Fristigkeit sind in dem gesamten Zeitraum relativ unverändert geblieben. Damit lässt sich, trotz der gestiegenen Handelsvolumen, kein Wandel in den zugrundeliegenden Handelskontrakten bzw. kein Handelsstrukturwandel feststellen.

Auf den ersten Blick mag man denken, dass z.B. ein tägliches WTI-Gesamthandelsvolumen von 1,2 Millionen Kontrakten (in 2017), welches 1,2 Milliarden Barrel Rohöl entspricht, die tägliche Weltrohölproduktion (von lediglich 97 Millionen Barrel Rohöl pro Tag, Stand 2017) deutlich übersteigt. Man darf jedoch nicht vergessen, dass diese Handelsvolumen sich auf Kontrakte mit Lieferung in bis zu sechs Monaten beziehen. Hier ein Vergleich: Wie in 4.3.1 dargestellt wurde, werden 15 Millionen Barrel Rohöl in den US-Raffinerien pro Tag verarbeitet. Die Verbrauchssumme in 6 Monaten entspricht also ca. 2,8 Milliarden Barrel Rohöl ( $15 \times 10^6 \times 31 \times 6$ ). Ein Gesamthandelsvolumen von 1,2 Millionen Kontrakten, welche sich zu 90% auf Kontrakte mit Lieferungen innerhalb von eins bis zu sechs Monaten beziehen, stellt lediglich 38% des physischen US-Rohölverbrauches in 6 Monaten dar. Bezogen auf die tägliche Weltrohölnachfrage stellt eine Handelsvolumen-Summe von 2 Millionen Kontrakten auf den beiden ICE und NYMEX lediglich 10% des weltweiten Rohölverbrauches in einem Zeitraum von sechs Monaten ( $98 \times 10^6 \times 6 \times 31$ ) dar.

Die Handelsvolumen weisen eine starke tägliche Saisonalität auf (siehe Abbildungen 46 und 47). Während montags in der Regel wenig gehandelt wird, sind dienstags und mittwochs handelsintensivere Tage. Dies kann darauf zurückgeführt werden, dass die meisten Berichte über Öl-Fundamentaldaten in der Regel dienstags und mittwochs veröffentlicht werden. Zum Beispiel werden die US-Lagerbestandsdaten des API (American Petroleum Institute) (in der Regel) dienstags und die der US-EIA (in der Regel) mittwochs veröffentlicht. Donnerstags und freitags werden darüber hinaus die wöchentlichen US-Wirtschafts- und Fiskaldaten veröffentlicht.

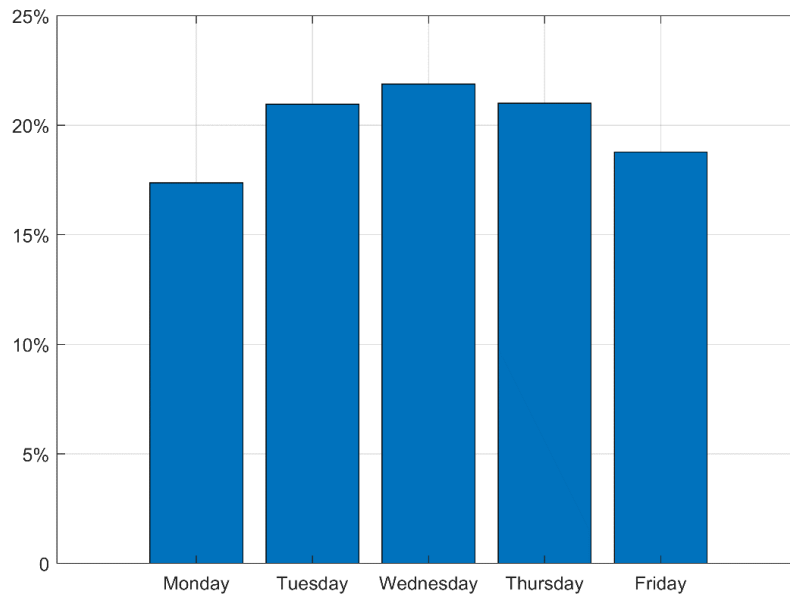


Abbildung 46: Durchschnittlicher Anteil einzelner Handelstage am durchschnittlichen wöchentlichen Handelsvolumen auf WTI-Kontrakte und der NYMEX in den letzten zehn Jahren (Datenquelle: Thomson Reuters)

Abbildung 47 zeigt die Autokorrelationen in den täglichen Handelsvolumen an den beiden Rohstoffmärkten NYMEX und ICE auf WTI sowie Brent. Der Verlauf der Autokorrelationsfunktion (ACF) bestätigt eine signifikante positive Korrelation bei der Lag-Länge 5.

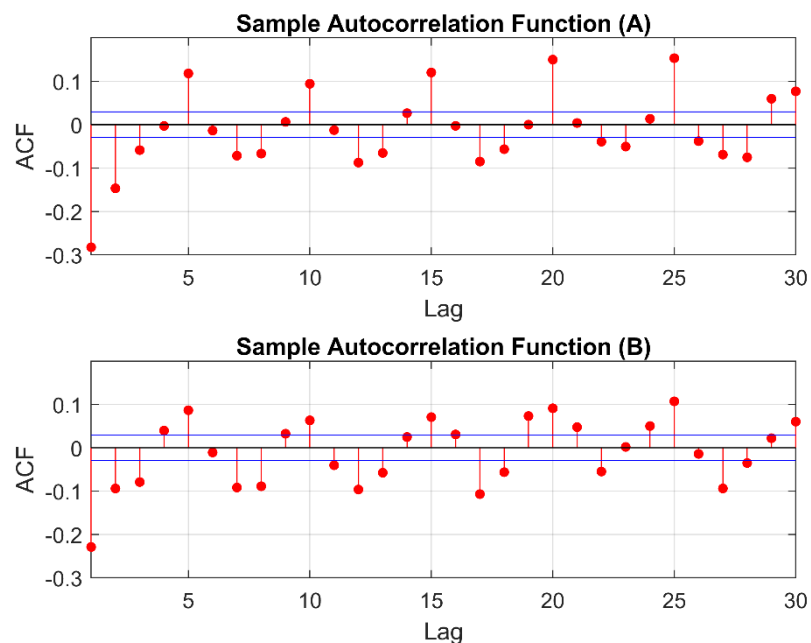


Abbildung 47: **A)** Autokorrelationen der täglichen Veränderungsrate der Brent-Gesamthandelsvolumen, ICE  
**B)** Autokorrelationen der täglichen Veränderungsrate der WTI-Gesamthandelsvolumen, NYMEX

### 8.2.2 Open-Interest

Das Open-Interest ist die Summe aller offenen Kontrakte, die noch nicht geliefert, glattgestellt (zurückgekauft) oder finanziell ausgeübt worden sind. Die Tabelle unten liefert ein Beispiel zur Glattstellung:

Verkauf	Kauf	Open-Interest
A verkauft erstmal 2 Kontrakte an B	B kauft erstmals 2 Kontrakte von A	2
B verkauft einen Kontrakt an C	C kauft einen Kontrakt von B	2
C verkauft einen Kontrakt an A	A kauft einen Kontrakt zurück.	1 (ein Kontrakt wurde glattgestellt)

Bei einem finanziellen Ausgleich wird der Kontraktpreis finanziell ausgezahlt. Zum Beispiel: ein asiatischer Raffineriebetreiber fürchtet steigende Ölpreise in 3 Monaten und kauft deshalb 6000 Brent-Kontrakte für Lieferung in 3 Monaten an der ICE zu einem Preis von 50 USD/bbl (und zahlt dafür 300 Millionen USD). Nach drei Monaten sind die Ölpreise tatsächlich auf 60 USD/bbl. gestiegen. Der Raffineriebetreiber lässt sich am Verfallsdatum seine Kontrakte finanziell auszahlen (und erhält damit 360 Millionen USD) und kann mit dem Geld auf dem Spotmarkt seine benötigten Mengen beschaffen. Die Öl-Terminkontrakte werden in der Praxis zum Großteil finanziell ausgezahlt und eine physische Lieferung wird selten in Anspruch genommen. Eine physische Lieferung der Brent-Kontrakte, zum Beispiel, ist laut Definition der ICE-Börse gar nicht möglich (siehe ICE Ref.1). Bei den WTI-Kontrakten ist eine physische Lieferung zwar möglich, es wird jedoch nur ein Bruchteil des Open-Interest der WTI-Frontmonatskontrakte physisch geliefert<sup>42</sup>. Der Grund dafür ist, dass die Qualität der Rohölsorte WTI sowie deren Lieferpunkt von der Börse ganz klar definiert sind, während auf dem globalen Ölmarkt viele verschiedene Ölsorten benötigt und verarbeitet werden. Da die Preise aller Ölsorten mit den Brent- und WTI-Preisen kointegriert sind (siehe Kaufmann und Ullman 2009) werden die Brent und WTI-Kontrakte daher zur Risikoabsicherung gegen die Fluktuationen in den Preisniveaus benutzt, während die tatsächlich benötigten physischen Mengen über den Spot-Markt regional angeschafft werden.

Das Open-Interest ist damit ein Maß zur Liquidität des Marktes bzw. es liefert Informationen darüber, wie viele Mengen über Terminkontrakte abgesichert werden können. Eine hohe Liquidität an einem Rohstoffterminmarkt erleichtert Absicherungsgeschäfte, indem sie den Hedgern (in der Regel Produzenten und Verbrauchern mit physischem Interesse, welche sich an dem Terminmarkt gegen zukünftige Preisentwicklungen absichern wollen) ausreichend

---

<sup>42</sup> Siehe 'NYMEX Energy Delivery Notice' in NYMEX Ref. 1

Mengen und Handelspartner zum Risikotransfer zur Verfügung stellt. Rahi und Zigrand 2009 zeigen, dass eine hohe Liquidität starke Preisschwankungen an einem Markt auffangen kann und dass ein überregulierter Markt der Gefahr einer Deliquidisierung und damit hoher Preissprünge ausgesetzt ist. Abbildung 48 zeigt das Gesamt-Open-Interest der WTI- und Brent-Kontrakte (aller Fristigkeiten) an den beiden Rohstoffterminkmärkten NYMEX und ICE.

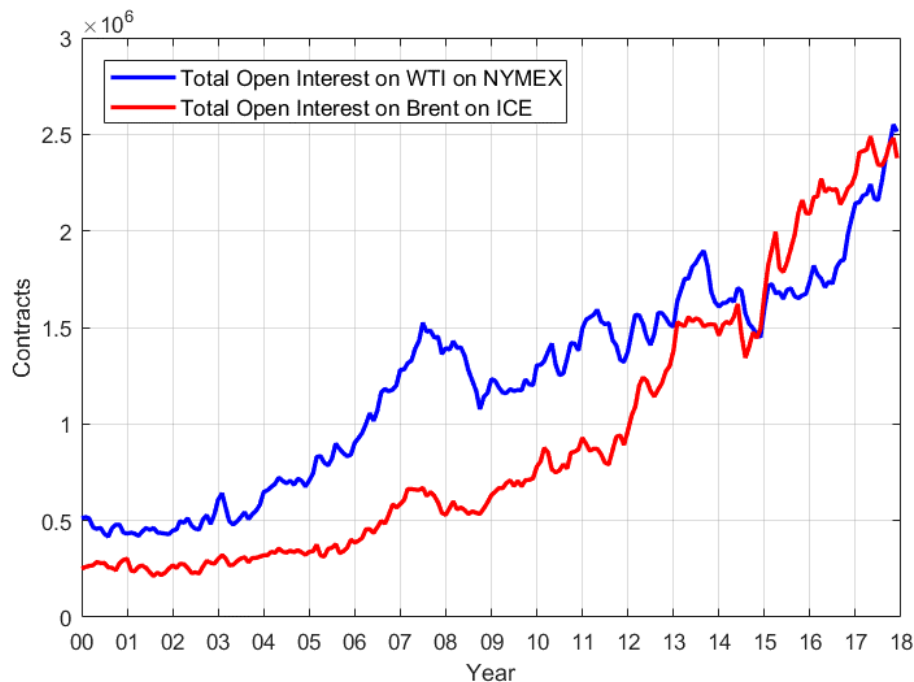


Abbildung 48: Monatliche Mittelwerte der Total-Open-Interest (Datenquelle: Thomson Reuters)

Wie die Abbildung oben zeigt, hat sich das Open-Interest an den beiden Märkten in 2018 im Vergleich zur Jahrtausendwende verfünffacht. Diese hohe Zunahme wird in diesem Abschnitt als Hypothese einer starken Finanzialisierung des Ölmarktes betrachtet. Im Folgenden wird gezeigt, dass diese Hypothese abgelehnt werden kann, indem nachgewiesen wird, dass diese Zunahme des Open-Interest aus fundamentalen Gründen geschehen ist. Des Weiteren wird mit Hilfe eines empirischen Modells gezeigt, dass keine Kausalität aus den Entwicklungen des Open-Interest in Richtung der Ölpreise festgestellt werden kann.

Hinsichtlich der Zusammensetzung des Open-Interest der Rohölkontrakte an den beiden Märkten NYMEX und ICE liefern die Abbildung 49 und Abbildung 50 neue Erkenntnisse. Kontrakte mit einer Laufzeit bis zu sechs Monaten bilden an der NYMEX zu 60% und an der ICE bis zu 70% des Gesamt-Open-Interest. Wie die beiden Abbildungen zeigen, hat das Open-Interest der längerfristigen Kontrakte, d.h. über sechs Monate Laufzeit, an beiden Märkten leicht zugenommen. Auch die Open-Interest Daten stellen einen kleinen Anteil der globalen physischen Verbrauchsmengen dar. Ein Gesamt-Open-Interest beider Märkte NYMEX und ICE in Höhe von 5 Millionen Kontrakten (3 Milliarden Barrel Rohöl in einem Zeitraum von bis

sechs Monaten) stellt nur 16% der globalen Verbrauchsmengen in sechs Monaten ( $98 \cdot 10^6 \cdot 6 \cdot 31$ ) dar.

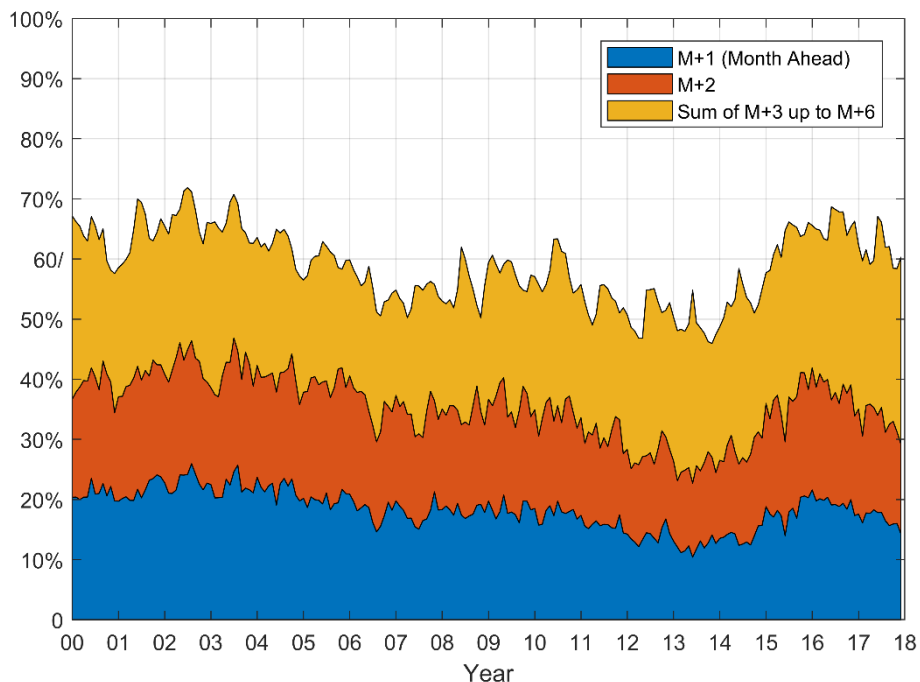


Abbildung 49: Zusammensetzung des Gesamt-Open-Interest auf WTI-Kontrakte an der NYMEX, Monatliche Mittelwerte (Datenquelle: Thomson Reuters)

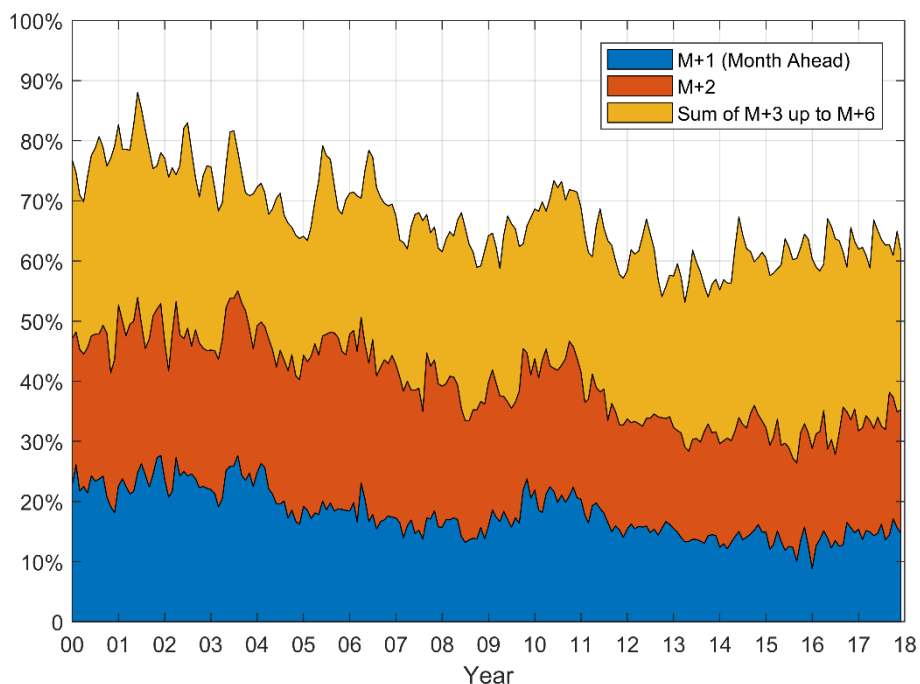


Abbildung 50: Zusammensetzung des Gesamt-Open-Interest auf Brent-Kontrakte an der ICE, Monatliche Mittelwerte (Datenquelle: Thomson Reuters)

Ein wichtiger Grund für den starken Anstieg im Open-Interest, der von den Experten der NYMEX-Börse gegenüber dem Autor während seines dreitägigen Forschungsaufenthaltes im

Sommer 2016 an der NYMEX genannt wurde, ist die Tatsache, dass immer mehr Nicht-OPEC-Länder die Rohstoffterminmärkte nutzten, um ihre Staatseinnahmen abzusichern. Staatliche Ölonternehmen wie PEMEX (Mexiko) oder Petrobras (Brasilien) wurden als Beispiele genannt. Des Weiteren darf man nicht außer Acht lassen, dass die inländische Ölproduktion in den USA seit 2012 stark gestiegen ist (siehe 4.3.1) und die US-Schieferöl-Produzenten ebenfalls ihre Produktion über den Terminmarkt absichern. Die US-Schieferöl-Lagerstätten sind, im Gegensatz zu den konventionellen Lagerstätten, sehr kurzlebige Förderfelder und das meiste Rohöl wird dort innerhalb von 18 bis 24 Monaten abgebaut (siehe Ansari und Kaufmann 2019). Gleichzeitig besteht, laut einem Bericht der Marktaufsichtsabteilung der CFTC (siehe CFTC Ref. 1), ein Großteil (bis zu 95%) des WTI-Gesamt-Open-Interest aus Kontrakten mit Laufzeiten bis zu maximal 24 Monaten. Dieser CFTC-Bericht zeigt, dass das Open-Interest der WTI-Kontrakte mit Laufzeiten von über fünf Jahren in den letzten zehn Jahren stark zurückgegangen ist. Dies liefert einen Hinweis darauf, dass das gestiegene Gesamt-Open-Interest der WTI-Terminkontrakte auf die Zunahme der US-Schieferöl-Produktion zurückgeführt werden kann. Abbildung 51 zeigt die US-Rohölproduktion im Vergleich zum Open Interest sowie zu den Handelsvolumen auf WTI sowie Brent an den beiden Terminmärkten NYMEX und ICE.

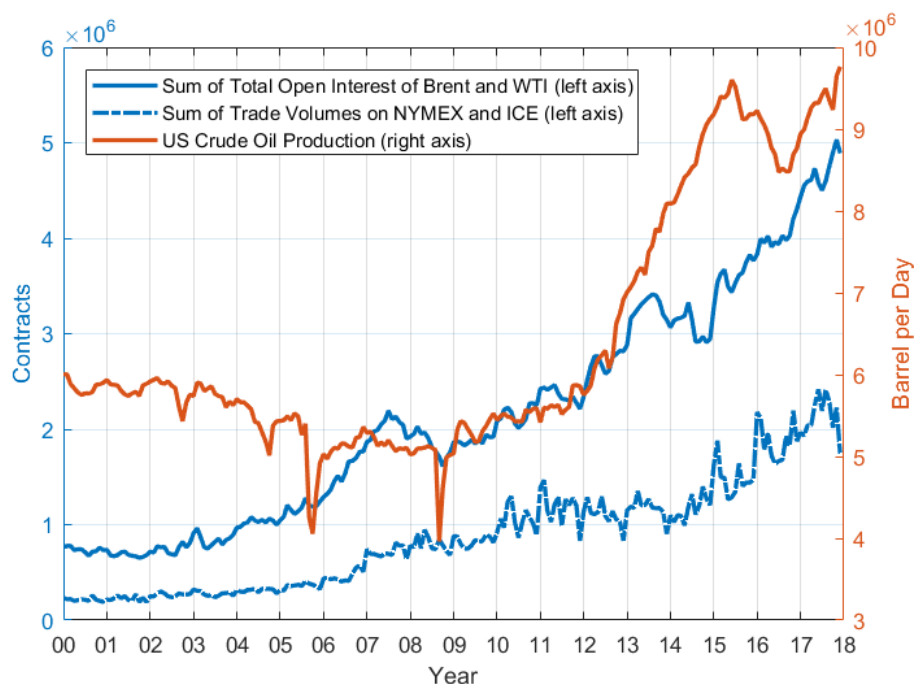


Abbildung 51: US-Rohölproduktion im Vergleich zu dem Gesamt Open-Interest auf WTI und Brent sowie den Gesamthandelsvolumen an den beiden Märkten ICE und NYMEX (Datenquelle: US-EIA sowie Thomson Reuters)

Wie in der Abbildung oben zu sehen ist, hat die US-Rohölproduktion seit 2012 aufgrund der Shale-Revolution stark zugenommen (Ansari und Kaufmann 2019 zeigen, dass ein Großteil des US-Rohölproduktionsanstieges aus Schieferölproduktion stammt). Zeitgleich lässt sich ein

Anstieg im Gesamt-Open-Interest der WTI-Kontrakte an der NYMEX feststellen. Auch die Handelsvolumen an der NYMEX nehmen parallel zu dem Gesamt-Open-Interest zu. Die US-Schieferöl-Produzenten sind aufgrund hoher Break-Even-Preise der Schieferölfelder (im Vergleich zu den Förderkosten konventioneller Ölfelder) viel anfälliger für die Preisvolatilitäten und nutzen deshalb die Terminkontrakte, um ihre zukünftige Produktion abzusichern. Ansari und Kaufmann 2019 liefern statistisch signifikante Ergebnisse dafür, dass die US-Schieferölproduzenten die Ölterminkontrakte zur Absicherung ihrer Produktionen einsetzen. Aus diesem Grund kann die gestiegene US-Rohölproduktion als ein weiterer Grund für den starken Anstieg im Gesamt-Open-Interest betrachtet werden.

### 8.2.3 Modellierung zum Einfluss der Finanzialisierung auf die Ölpreise

Es wird im Folgenden überprüft, ob ein kausaler Zusammenhang zwischen den WTI-Preisen und dem Gesamt-Open-Interest sowie den Gesamt-Handelsvolumen an den beiden Ölterminmärkten NYMEX und ICE gefunden werden kann bzw. ob, laut der Hypothese in diesem Kapitel, die zugenommene Finanzialisierung die Ölpreise kausal beeinflusst. Die Abbildung unten präsentiert die standardisierten Zeitreihen dieser drei Variablen (Die Standardisierung erfolgt durch  $\frac{y_t - \mu}{\sqrt{\sigma^2}}$ , wo  $y_t$  die zu untersuchende Zeitreihe ist,  $\mu$  und  $\sqrt{\sigma^2}$  jeweils der arithmetische Mittelwert und die Standardabweichung der Zeitreihe  $y_t$  sind).

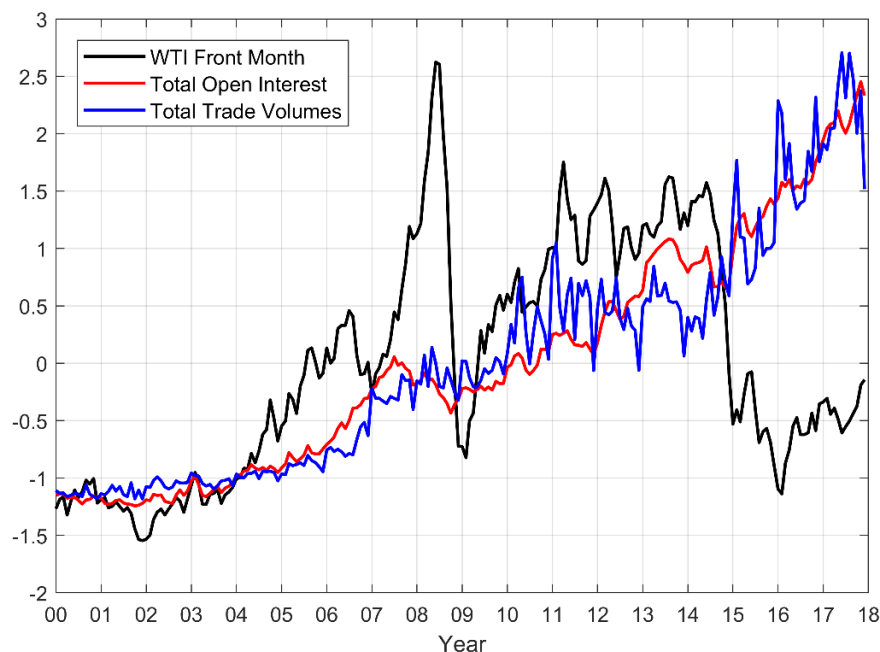


Abbildung 52: Standardisierte Zeitreihen des Gesamt-Open-Interest sowie der Gesamt Handelsvolumen an den beiden Ölterminmärkten NYMEX und ICE und den WTI-Frontmonatspreisen, monatliche Durschnitte (Datenquelle: Thomson Reuters)

Zur Untersuchung eines kausalen Zusammenhanges wird im Folgenden ein VAR(p)-Modellierungsansatz eingesetzt. Um Modellvoraussetzungen zu überprüfen, werden

die ersten Differenzen der standardisierten Zeitreihen auf Stationarität getestet. Die Tabelle unten zeigt die Augmented-Dickey-Fuller Testergebnisse zur Stationaritätsüberprüfung:

Time Series	stat	cValue	pValue
$\Delta$ (standardized WTI Front Month Prices)	-9.6747	-1.9422	1.000e-03*
$\Delta$ (standardized Total Open Interest)	-10.5721	-1.9422	1.000e-03*
$\Delta$ (standardized Total Trade Volumes)	-18.8642	-1.9422	1.000e-03*

*Test statistic reject the null hypothesis at \*1% level*

Tabelle 10: Augmented-Dickey-Fuller-Testergebnisse zur Stationaritätsüberprüfung der (ersten) Differenzen der standardisierten Zeitreihen für: WTI-Frontmonatspreise, Gesamt-Open-Interest sowie Gesamt-Handelsvolumen des Ölterminmarktes, (Software: Econometrics Toolbox Matlab 2016b)

Wie die Testergebnisse in Tabelle 10 zeigen, kann bei allen drei (Differenz-)Zeitreihen die Null-Hypothese, dass die Zeitreihe nicht stationär ist, signifikant abgelehnt werden. Auch eine visuelle Überprüfung wie das untere Diagramm in Abbildung 53 bestätigt, dass die ersten Differenzen der standardisierten Zeitreihen stationär sind und deshalb deren Kausalitätszusammenhänge in einem VAR(p)-Modellierungsansatz untersucht werden dürfen. Nun wird ein VAR(p)-Modell wie folgt aufgestellt:

$$\begin{bmatrix} Y_{1,t} \\ Y_{2,t} \\ Y_{3,t} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} c_1 \\ c_2 \\ c_3 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \beta_{11,1} & \beta_{12,1} & \beta_{13,1} \\ \beta_{21,1} & \beta_{22,1} & \beta_{23,1} \\ \beta_{31,1} & \beta_{23,1} & \beta_{33,1} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} Y_{1,t-1} \\ Y_{2,t-1} \\ Y_{3,t-1} \end{bmatrix} + \dots + \begin{bmatrix} \beta_{11,p} & \beta_{12,p} & \beta_{13,p} \\ \beta_{21,p} & \beta_{22,p} & \beta_{23,p} \\ \beta_{31,p} & \beta_{23,p} & \beta_{33,p} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} Y_{1,t-p} \\ Y_{2,t-p} \\ Y_{3,t-p} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \varepsilon_{1,t} \\ \varepsilon_{2,t} \\ \varepsilon_{3,t} \end{bmatrix}$$

wo  $Y_{1,t}$  die ersten Differenzen der standardisierten WTI-Frontmonatspreise,  $Y_{2,t}$  die ersten Differenzen der standardisierten Gesamt-Open-Interest beider ICE und NYMEX Märkte,  $Y_{3,t}$  die ersten Differenzen der standardisierten Gesamt-Handelsvolumen beider Märkte,  $c_1$ ,  $c_2$  und  $c_3$  die Konstanten der VAR-Gleichungen,  $\varepsilon_{1,t}$ ,  $\varepsilon_{2,t}$  und  $\varepsilon_{3,t}$  die Residuen der VAR-Gleichungen und  $\beta_{ij,t}$  den Einfluss des  $k$ -en Vergangenheitswerts der Variable  $j$  auf die Variable  $i$  im Zeitpunkt  $t$  darstellt. Zur Bestimmung der Lag-Länge  $p$  des Modells wird das Bayesianische Informationskriterium (BIC) verwendet. Abbildung 53 präsentiert die BIC-Werte für VAR-Modelle mit Lag-Längen von 1 bis 20 (Berechnungen erfolgten in Matlab 2017b). Die BIC-Analyse zeigt bei einer Lag-Länge von 1 den niedrigsten BIC-Wert. Aus diesem Grund wird ein VAR(1)-Modell als Best-Fit-Modell wie folgt aufgestellt:

$$\begin{bmatrix} Y_{1,t} \\ Y_{2,t} \\ Y_{3,t} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} c_1 \\ c_2 \\ c_3 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \beta_{11,1} & \beta_{12,1} & \beta_{13,1} \\ \beta_{21,1} & \beta_{22,1} & \beta_{23,1} \\ \beta_{31,1} & \beta_{23,1} & \beta_{33,1} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} Y_{1,t-1} \\ Y_{2,t-1} \\ Y_{3,t-1} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \varepsilon_{1,t} \\ \varepsilon_{2,t} \\ \varepsilon_{3,t} \end{bmatrix}$$

in dem die Koeffizienten  $\beta_{12,1}$  und  $\beta_{13,1}$  den Einfluss des jeweils Gesamt-Open-Interest sowie der Handelsvolumen auf die WTI-Preisänderungen darstellen.



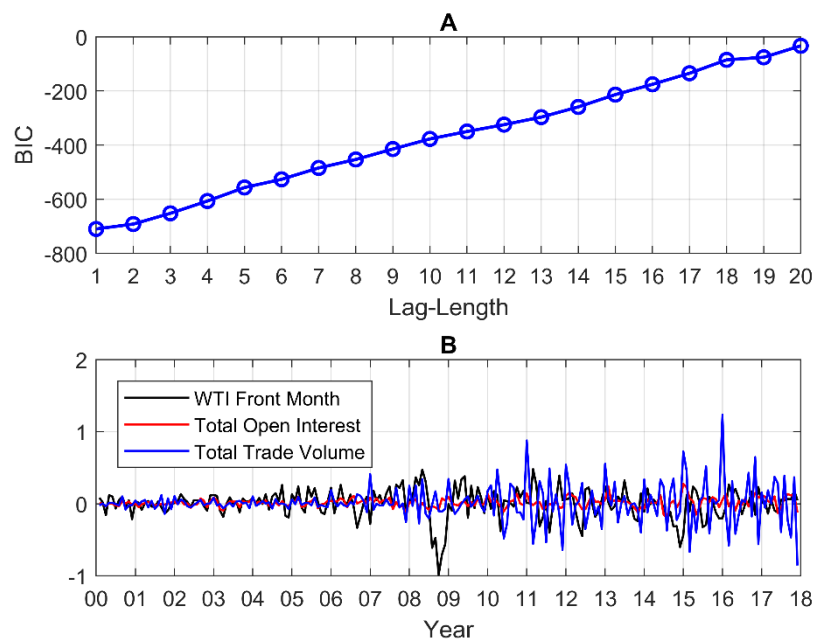


Abbildung 53: **A)** BIC-Werte für VAR(p)-Modelle mit Lag-Längen von  $p=1$  bis 20 für die Variablen: erste Differenzen der (standardisierten) Zeitreihen für WTI-Frontmonatspreise und Gesamt-Open-Interest sowie Gesamt-Handelsvolumen an den beiden Ölterminmärkten ICE und NYMEX **B)** Erste Differenzen der standardisierten Zeitreihen, monatliche Mittelwerte (monatliche Mittelwerte von Januar 2000 bis Dezember 2017), (Software: Econometrics Toolbox Matlab 2016b)

<b>Coefficients</b>	<b>Value</b>	<b>Standard Error</b>	<b>T-Statistic</b>	<b>p-Value</b>
$c_1$	0.0037173	0.012893	0.28832	0.7731
$c_2$	0.011376	0.0043941	2.5889	0.0096294***
$c_3$	0.01192	0.016608	0.71776	0.47291
$\beta_{11,1}$	0.41528	0.065534	6.3369	2.3445e-10***
$\beta_{12,1}$	-0.13939	0.21198	-0.65756	0.51082
$\beta_{13,1}$	0.08648	0.057898	1.4937	0.13526
$\beta_{21,1}$	-0.053932	0.022335	-2.4147	0.01575**
$\beta_{22,1}$	0.35153	0.072248	4.8656	1.1408e-06***
$\beta_{23,1}$	-0.049371	0.019733	-2.502	0.01235**
$\beta_{31,1}$	-0.16312	0.084418	-1.9323	0.053329*
$\beta_{32,1}$	0.41588	0.27307	1.523	0.12776
$\beta_{33,1}$	-0.35159	0.074582	-4.7142	2.4271e-06***

Test statistic reject the null hypothesis at \*\*\*1%, \*\*5% and \*10% level

Tabelle 11: Ergebnisse eines VAR(1)-Modells zur Untersuchung der Kausalitäten zwischen den WTI-Preisen und dem Gesamt-Open-Interest sowie den Gesamt-Handelsvolumen auf den beiden Märkten NYMEX und ICE (Software: Econometrics Toolbox Matlab 2016b)

Tabelle 11 präsentiert die Modellergebnisse des obigen VAR(1)-Modells zur Untersuchung der kausalen Zusammenhänge zwischen den WTI-Preisen, dem Gesamt-Open-Interest sowie den

Gesamt-Handelsvolumen an den beiden Märkten ICE sowie NYMEX. Wie die Ergebnisse in dieser Tabelle zeigen, können keine Kausalitäten, weder von dem Gesamt-Open-Interest noch von den Gesamt-Handelsvolumen in Richtung der WTI-Preisänderungen gefunden werden (keine statistische Signifikanz für die Koeffizienten  $\beta_{12,1}$  und  $\beta_{13,1}$ ). Im Gegenteil, der Einfluss der WTI-Preisänderungen auf sowohl die Änderungen des Gesamt-Open-Interest  $\beta_{21,1}$ , als auch auf die Änderungen der Gesamt-Handelsvolumen  $\beta_{31,1}$ , erweist sich als statistisch signifikant. Die Vorzeichen beider Koeffizienten sind dabei negativ. Das negative Vorzeichen des signifikanten Koeffizienten  $\beta_{21,1}$  bestätigt, dass in Zeiten fallender Ölpreise der Absicherungsbedarf steigt und somit mehr Kontrakte zur Absicherung nachgefragt und angeboten werden oder bei Angebotsverknappung die Preise steigen. Das negative Vorzeichen des signifikanten Koeffizienten  $\beta_{31,1}$ , legt nahe, dass bei fallenden Ölpreisen, die zu hoher Unsicherheit und steigender Volatilität führen (siehe Ansari und Kaufmann 2019 für Volatilitätsanalyse der WTI-Terminkontrakte), die Handelsaktivitäten zunehmen. Auch für den Koeffizienten  $\beta_{23,1}$ , nämlich den Einfluss der Änderungen in den Gesamt-Handelsvolumen auf die Änderungen des Gesamt-Open-Interest, kann eine statistische Signifikanz festgestellt werden. Das negative Vorzeichen dieses Koeffizienten deutet darauf hin, dass bei fallenden Handelsaktivitäten der Absicherungsbedarf und damit das Gesamt-Open-Interest steigt und umgekehrt. Letztlich kann keine Kausalität von dem Gesamt-Open-Interest in Richtung der Gesamt-Handelsvolumen festgestellt werden.

Die VAR-Analyse oben liefert statistisch signifikante Ergebnisse, dass weder das Open-Interest noch die Handelsvolumen die Ölpreise kausal beeinflussen. Im Gegenteil, es wird die Kausalität in die Gegenrichtung festgestellt, nämlich dass die Ölpreise das Open-Interest sowie die Handelsvolumen kausal beeinflussen. Aus diesem Grund kann die in diesem Kapitel aufgestellte Hypothese, dass die zugenommene Finanzialisierung des Ölmarktes definiert als die gestiegenen Handelsvolumen und Open-Interest auf dem Ölmarkt die Ölpreise kausal bestimmen würden, abgelehnt werden. Für die Erklärung des starken Anstiegs des Open Interest, wie diskutiert wurde, können zwei fundamentale Hintergründe herangezogen werden, nämlich der insgesamt gestiegene Absicherungsbedarf, welcher zum einen von der gestiegenen US Schieferölproduktion stammt sowie zum anderen von einem vermehrten Engagement der Nicht OPEC Länder auf dem Terminmarkt.

**Überprüfung der Modellgüte:** Um die Aussagekraft des aufgestellten Modells zu untersuchen, werden im Folgenden die Residuen der Gleichungen des obigen VAR-Modells auf Autokorrelation getestet. Die Ergebnisse des Ljung-Box Q Testes zeigen, dass die Residuen der ersten Gleichung, welche die Entwicklung der Ölpreise abbildet, keine Autokorrelation aufweisen. Dies bestätigen auch die Ergebnisse der Autokorrelationsanalyse

in Abbildung 54. Aus diesem Grund können die Interpretationen für die Koeffizienten  $\beta_{12,1}$  und  $\beta_{13,1}$ , nämlich die Einflüsse der Gesamt-Open-Interest sowie des Gesamt-Handelsvolumen auf die Ölpreisentwicklungen, als aussagekräftig betrachtet werden.

a) *Ljung-Box Q-Test*

	<b>stat</b>	<b>cValue</b>	<b>pValue</b>
$\Delta$ WTI	14.9556	31.4104	0.7789
$\Delta$ Total Open Interest	50.3919	31.4104	1.9459e-04**
$\Delta$ Total Trade Volumes	66.9573	31.4104	5.6711e-07**

*Test statistics reject the null hypothesis (no autocorrelation) at the \*\*1% levels.*

b) *Covariance\Correlation Matrix of Residuals: variances on the diagonal, the covariances below the diagonal and the correlations above the diagonal*

	$\varepsilon_1$	$\varepsilon_2$	$\varepsilon_3$
$\varepsilon_1$	0.033364749	0.17062976	-0.15812463
$\varepsilon_2$	0.002056928	0.004355528	0.33951816
$\varepsilon_3$	-0.006778331	0.005258510	0.055075525

Tabelle 12: a) Ljung-Box Q-Testergebnisse für die Autokorrelation der Residuen Gleichungen des VAR-Modells  
b) Kovarianz\Korrelations-Matrix der Residuen des VAR-Modells

Für die Residuen der beiden weiteren Gleichungen wird jedoch die Null-Hypothese, dass die Residuen keine Autokorrelation besitzen, verworfen. Auch die Autokorrelationsanalyse in Abbildung 54 bestätigt, dass noch Autokorrelationen in diesen Residuen vorhanden sind. Des Weiteren zeigt die Autokorrelationsanalyse der quadrierten Residuen dieser beiden Gleichungen auch Hinweise auf Heteroskedastizität (siehe Abbildung 55). Aus diesen Gründen sollten die Ergebnisse bzw. die ökonomischen Interpretationen der Koeffizienten der zweiten und dritten Gleichungen mit Vorsicht betrachtet werden. Auch die relativ hohe Korrelation zwischen  $\varepsilon_2$  und  $\varepsilon_3$  (siehe Tabelle 12 b) weist darauf hin, dass ein multivariates GARCH-Modell für die Abbildung der Residuen dieser beiden Gleichungen benutzt werden sollte.

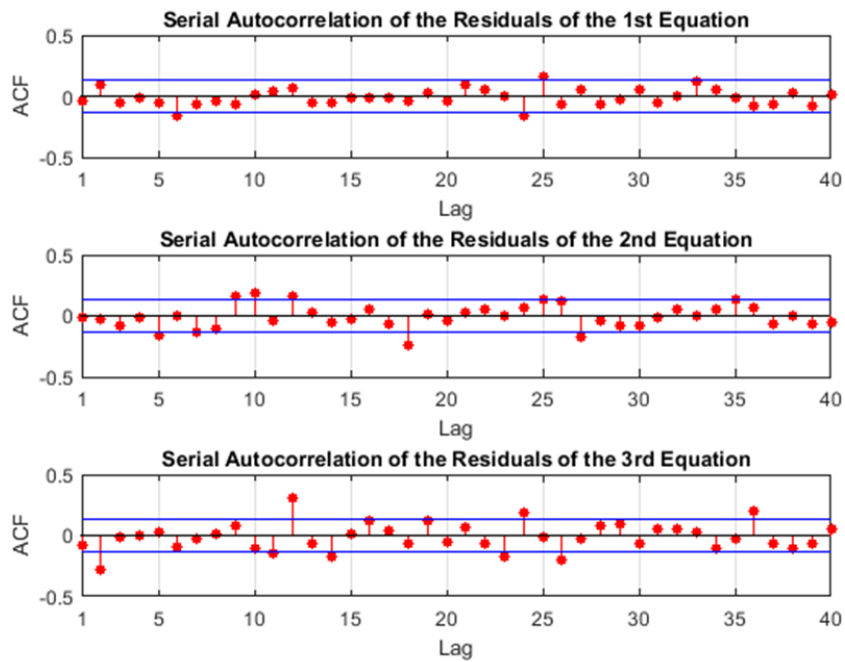


Abbildung 54: Überprüfung der Residuen der Gleichungen des VAR-Modelles auf Autokorrelation

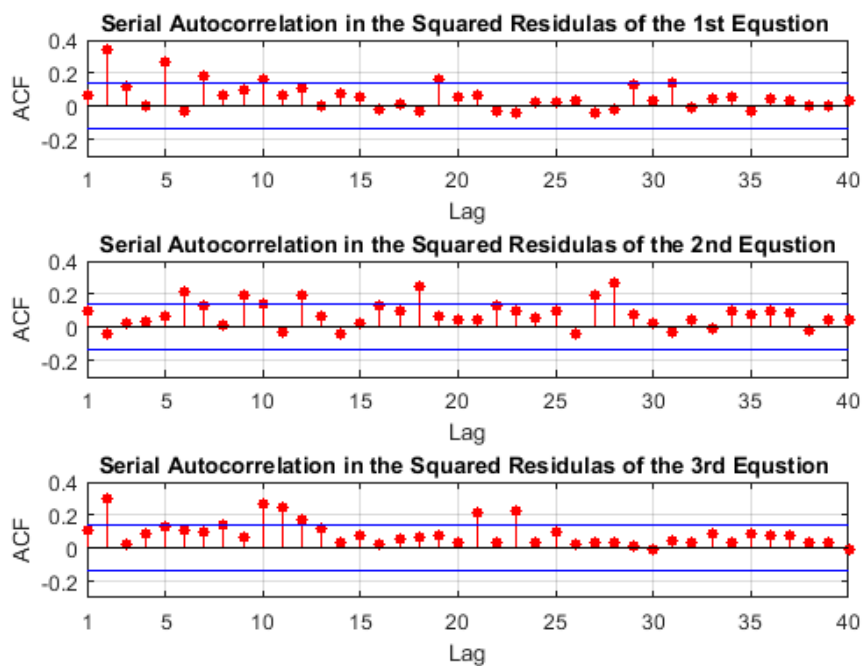


Abbildung 55: Autokorrelationsprüfung der quadrierten Residuen der Gleichungen des VAR-Modelles zur Untersuchung der Heteroskedastizität

**Zusammenfassung:** In diesem Kapitel wurde die Frage untersucht, ob statistisch signifikante Hinweise für einen kausalen Zusammenhang zwischen den Ölpreisentwicklungen und der Finanzialisierung des Ölmarktes gefunden werden können. Die Handelsvolumen sowie das Open-Interest (Anzahl der offenen bzw. nicht geschlossenen Positionen auf Öfterminkontrakte) an den beiden Öfterminmärkten NMYEX und ICE wurden ausführlich analysiert. Es wurde gezeigt, dass die Handelsvolumen und das Open-Interest an diesen beiden Märkten seit der Jahrtausendwende signifikant gestiegen sind. Anschließend wurde die Hypothese aufgestellt und untersucht, dass die Finanzialisierung des Ölmarktes die Ölpreise kausal beeinflusst. Für eine empirische Überprüfung dieser Hypothese wurde ein VAR-Modell eingesetzt. Die Ergebnisse der VAR-Analyse zeigen, dass die obige Hypothese abgelehnt werden kann und die Kausalität in der Gegenrichtung liegt. Das heißt, die Ergebnisse liefern statistisch signifikante Ergebnisse dafür, dass die Ölpreise die Handelsvolumen sowie das Open-Interest der Öfterminkontrakte kausal beeinflussen und nicht umgekehrt.

## 9 Spekulation auf dem Ölmarkt

Der starke Ölpreisanstieg zwischen 1H2007-1H2008 hat eine breite gesellschaftliche, politische sowie wissenschaftliche Debatte über die Hintergründe dieser hohen Preiszunahme ausgelöst. Während die Politik, Medien und die zivilgesellschaftlichen Organisationen schnell einen Schuldigen gefunden hatten, nämlich die Finanzteilnehmer des Ölmarktes, im populären Sprachgebrauch als Spekulanten bezeichnet, sind die Ergebnisse der wissenschaftlichen Studien zu den Ölpreisschwankungen in 2008 bis heute noch sehr gespalten. In diesem Kapitel wird das Thema Spekulation auf dem Ölmarkt genau untersucht. Es wird die folgende Hypothese aufgestellt:

**Hypothese:** Die Ölpreise werden durch spekulative Positionen auf den Ölterminmärkten getrieben und damit werden die fundamentalen Faktoren des Ölmarktes bei der Ölpreisbildung nicht berücksichtigt.

Um die obige Hypothese zu überprüfen, werden zunächst die Begriffe Spekulation und Hedging definiert. Im weiteren Verlauf wird der Stand der Wissenschaft zum Thema Spekulation auf dem Ölmarkt dargestellt und die Forschungsdefizite ermittelt. Daraufhin werden zwei empirische Modelle aufgestellt und diskutiert. Abschließend wird auf Basis der empirischen Ergebnisse eine Antwort auf die Gültigkeit der obigen Hypothese geliefert.

### 9.1 Definition: Spekulation und Hedging

In der Literatur gibt es kaum eine einheitliche Definition zur Spekulation. Eine spekulative Position auf dem Ölmarkt wird in den wissenschaftlichen Studien oft jedoch als eine Position ohne ein Interesse in physischer Lieferung des Kontraktes oder ohne Absicherungszwecke für ein physisches ölgebundenes Geschäft bezeichnet. In den Medien werden Spekulanten als Marktteilnehmer dargestellt, die manipulative Positionen eingehen. Eine Erfassung der Spekulation aus dieser Sicht ist jedoch kaum direkt möglich, denn um eine manipulative Position zu identifizieren, muss man die Absicht jedes einzelnen Geschäftes kennen (siehe Fattouh, Kilian und Mahadeva 2012). Während die wahren Absichten eines Händlers nicht messbar sind, kann die Identität eines Händlers jedoch einen Hinweis auf seine Handelsabsichten liefern. Die Gruppierung, die die US-Rohstoffterminmarktaufsichtsbehörde (CFTC) in ihren Berichten zur Unterscheidung der Identität der Marktteilnehmer anwendet, wird in der Literatur zur Identifizierung der spekulativen Marktteilnehmer herangezogen. Geht z.B. ein Hedgefond eine Position auf einen Ölterminkontrakt ein, könnte das darauf hinweisen, dass diese Position ohne ein physisches Interesse in Öl eingegangen wurde. In der

vorliegenden Arbeit wird die Definition der Spekulation an die Mehrheit der wissenschaftlichen Studien zum Thema Spekulation angelehnt. Somit werden die Begriffe Spekulation und Hedging wie folgt definiert:

**Spekulation:** eine Position auf dem Ölterminmarkt eingehen, ohne dabei ein physisches ölgebundenes Geschäft abzusichern und damit lediglich von den erhofften Preisentwicklungen profitieren zu wollen.

**Hedging:** eine Position auf dem Ölterminmarkt eingehen, um ein physisches ölgebundenes Geschäft abzusichern.

## 9.2 COT-Berichte der CFTC

Die Commitments-of-Trader-Berichte (COT) der CFTC beinhalten die Dienstags-Schlusspositionen aller Händlergruppen auf 13 verschiedene Rohstoffe, einschließlich WTI, auf dem NYMEX-Rohstoffterminmarkt und werden freitags veröffentlicht (siehe CFTC Ref. 2). Die Berichte werden in zwei Datenformaten veröffentlicht: Aggregated und Disaggregated Reports. In dem aggregierten Berichtsformat werden die Händler nur in zwei Hauptkategorien, nämlich „Commercials“ und „Non-Commercials“ aufgeteilt, während das disaggregierte Format mehr Händler-Aufspaltung ermöglicht, indem die Commercial-Traders in zwei weiteren Untergruppen aufgeteilt werden: Producers/Users und Swap Dealers. Auch die Non-Commercial-Traders werden in zwei weitere Kategorien, nämlich die Money Mangers und Other-Reportables aufgeteilt. Die Trader Kategorisierung erfolgt über das CFTC-Formular-40 (siehe CFTC Ref. 3), welches durch die Trader selbst ausgefüllt wird. Die Richtigkeit der Trader-Angaben in dem CFTC-Formular-40 zu den Intentionen und Zielen ihrer Partizipation auf dem Rohstoffterminmarkt werden, laut CFTC, von der Abteilung Marktaufsicht der CFTC (Division of Market Oversight) regelmäßig überprüft (siehe CFTC Ref. 4). Die CFTC definiert die oben genannten Händlergruppen wie folgt:

- **Commercials:** “All of a trader's reported futures positions in a commodity are classified as commercial if the trader uses futures contracts in that particular commodity for hedging”. “A trading entity generally gets classified as a commercial trader... (if it is) engaged in business activities hedged by the use of the futures or option markets” (siehe CFTC Ref. 5).
- **Non-Commercials:** Alle anderen Händler, die nicht als Commercial kategorisiert wurden (siehe oben Commercials), bzw. die Händler, welche die Terminkontrakte *nicht* zu Absicherungszwecken benutzen.

- **Hedger (Producer/Merchant/Processor/User):** “A producer, merchant, processor or user is an entity that predominantly engages in the production, processing, packing or handling of a physical commodity and uses the futures markets to manage or hedge risks associated with those activities” (siehe CFTC Ref. 6).
- **Swap Dealer:** “A swap dealer is an entity that deals primarily in swaps for a commodity and uses the futures markets to manage or hedge the risk associated with those (OTC) swaps transactions. The swap dealer’s counterparties may be speculative traders, like hedge funds, or traditional commercial clients that are managing risk arising from their dealings in the physical commodity” (siehe CFTC Ref. 6). Die Swap Dealers sind zum großen Teil Banken oder sehr große Finanzinstitute (vgl. CFTC Ref. 7 sowie CFTC Ref. 8), welche ihren Kunden über OTC-Geschäfte Swap-Produkte zu Absicherungszwecken anbieten.
- **Money Manager:** „A money manager is a registered commodity trading advisor (CTA), a registered commodity pool operator (CPO)<sup>43</sup>, hedge funds and pension funds. These traders are engaged in managing and conducting organized futures trading on behalf of clients” (siehe CFTC Ref. 6).
- **Other Reportables:** “Every other reportable trader that is not placed into one of the other three categories [Users, Swap Dealers or Money Managers]” (siehe CFTC Ref. 6).

Anhand der obigen Kategorisierung werden laut CFTC die Händlergruppen Money Managers und Other-Reportables als Marktteilnehmer klassifiziert, welche die Rohstoffterminkontrakte nicht zur Risikoabsicherungszwecken bzw. Hedging benutzten, sondern lediglich von den erhofften Preisänderungen profitieren möchten. Diese beiden Gruppen werden in der Literatur zum Thema Spekulation auf dem Rohstoffterminmarkt als Spekulanten des Marktes bezeichnet. Die Kategorisierung der Swap Dealer als reine Commercials ist kritisch. Denn zu ihren Kunden gehören neben den Produzenten und Marktteilnehmern mit einem Risiko, stammend aus einem physischen Rohstoffgeschäft, ebenso Kunden, welche Swaps mit spekulativen Absichten abschließen. Des Weiteren bieten die Swap Dealer, welche wie oben genannt ausschließlich große Banken und Finanzinstitutionen darstellen, ihren Kunden die Swap-Produkte zur Absicherung aus rein finanziellem Interesse an. Daher werden in der vorliegenden Arbeit alle drei Gruppen: Swap Dealer, Money Manger sowie die Other-Reportables zusammen als Marktteilnehmer mit spekulativen Interessen betrachtet.

---

<sup>43</sup> Für genaue Identifizierung “commodity trading advisors (CTA)” und “commodity pool operators (CPO)” siehe CFTC Ref. 9.



Auch die ICE-Börse veröffentlicht wöchentlich Commitments-of-Traders-Berichte auf Rohstoffterminkontrakte mit denselben Händlerkategorisierungen wie bei den CFTC-Berichten, allerdings erst seit Januar 2011. Hierbei ist die Logik zur Zuordnung der Händler laut ICE (siehe ICE Ref. 2) ähnlich zu der von CFTC. Die COT-Berichte der ICE beziehen sich auf die Freitags-Schlusskurspositionen der Marktteilnehmer an dieser Rohstoffbörse und werden dienstags veröffentlicht.

Die Positionen der Händler werden in den disaggregierten COT-Berichten der CFTC sowie der ICE mit drei Bezeichnungen angegeben, nämlich Long-, Short- und Spread-Positionen. Nur bei den Producers/Users werden die Positionen lediglich in Long- und Short-Format angegeben. Eine Long(Short)-Position entsteht, wenn ein Händler einen Terminkontrakt kauft(verkauft). Spread-Positionen zeigen die gleiche Anzahl der ver- und gekauften Kontrakte. Tabelle 13 betrachtet das Beispiel, dass eine Händlergruppe nur aus drei Tradern mit den folgenden Schlusskurspositionen besteht. Die berichteten Positionen in einem COT-Bericht würden sich wie folgt ergeben:

Händler	Positionen		(COT-) Positionen		
	Long	Short	Long	Short	Spread
A	20	15	5	-	15
B	30	30	-	-	30
C	15	25	0	10	15
<b>Gesamtposition dieser Gruppe veröffentlicht im COT-Bericht →</b>			<b>5</b>	<b>10</b>	<b>60</b>

Tabelle 13: Beispiel zur Berechnung der Händlerpositionen in den COT-Berichten der CFTC

### 9.3 Literaturübersicht zum Thema Spekulation auf dem Ölmarkt

Im Folgenden wird der Stand der wissenschaftlichen Literatur zum Thema Spekulation auf dem Ölmarkt vorgestellt. Aufgrund der hohen Anzahl der Studien zu diesen Themen wird hier nur auf die Studien eingegangen, welche a) ebenfalls einige von denen in dieser Arbeit berücksichtigten Einflussparameter (wie z.B. CFTC-Daten, S&P500, globale Konjunktur; siehe Kapiteln 4, 5, 6, 7, 9.2) für ihre empirischen Untersuchungen heranziehen und b) nach kurz- und langfristigen Kausalitäten sowie nach Hinweisen auf Korrelationen und Volatilitäts-Spill-Overs suchen (VAR-, CVAR- und GARCH-Modelle).

Im Jahre 1914 definiert Luis Bachelier in seinem Buch „Theory of Speculation“, dessen Veröffentlichung, nach Meinung vieler, als Geburt der modernen Finanzmathematik gesehen

wird, die Spekulation als Erwartung eines Marktteilnehmers an eine bestimmte zukünftige Marktentwicklung. Laut Bachelier können ohne Markterwartungen keine Handelsgeschäfte stattfinden, denn im Zeitpunkt eines Handels erwartet der Verkäufer einen fallenden und gleichzeitig der Käufer einen steigenden Preis. Laut dieser Theorie ist die Spekulation ein fundamentaler Bestandteil jedes Marktes und ist von der Preisbildung nicht wegzudenken. Bachelier beschreibt in seinem Buch die zur damaligen Zeit revolutionären mathematischen Grundlagen der modernen Finanzprodukte wie Optionen und Forwards zu Absicherungszwecken und warnt davor, dass kein mathematisches Modell die Preisentwicklungen exakt darstellen und abbilden kann.

Milton Friedman 1953 schreibt der Natur der spekulativen Geschäfte an den Finanzmärkten (kaufen, wenn die Preise gefallen sind und verkaufen, wenn sie gestiegen sind) eine stabilisierende Funktion zu. Die Analysen von Figlewski 1979, Kyle 1985, Campbell und Kyle 1987 unterstützen die These von Friedman. De Long et al. 1990 warnen jedoch davor, dass die sogenannten „*Noise Traders bzw. Positive-Feedback Traders*“ (Händler, die kaufen, wenn die Preise gestiegen und verkaufen, wenn sie gefallen sind) exzessive Preisschwankungen auslösen können. Sie geben jedoch zu, dass auf die einzelnen Trades bezogen, das Positive-Feedback-Trading kaum nachweisbar ist. Kogan et al. 2006 sowie Cifarelli und Paladino 2010 untersuchen das Positive-Feedback-Trading-Phänomen im Kontext eines Rohstoffterminhandels mit einem portfoliotechnischen Ansatz. Sie stellen ein Modell auf, in dem das Portfolio eines Rohstoffspekulanten aus Positionen auf beiden Spot- und Terminmärkten besteht. Dabei nehmen sie an, dass die Spekulanten ihre Positionen zwischen dem Spot- und Terminmarkt optimieren. Definiert man aber die Spekulanten als Finanzteilnehmer auf einem Rohstoffterminmarkt ohne Interesse an einer physischen Lieferung des zugrundeliegenden Rohstoffes, stellt diese Annahme, zumindest auf den Ölmarkt bezogen, keine praxisnahe Welt dar. Es sei denn, einige Spekulanten verfügen über Öl-Speicherkapazitäten (Onshore-Tanker oder Öltanker). Solche Fälle dürften jedoch eher die Minderheit darstellen<sup>44</sup>.

Stulz 1996; Irwin, Sanders und Merrin 2009; Cifarelli und Pladino 2015 deuten darauf hin, dass die beiden Marktteilnehmer, *Hedgers* und *Spekulanten*, nicht als zwei komplett getrennte und unterschiedliche Händlergruppen betrachtet werden dürfen. Genauso wie Spekulanten auch Absicherungsgeschäfte (Hedging-Aktivitäten) machen können, können Hedgers ebenfalls bestimmte Markterwartungen besitzen und entsprechend spekulative Positionen eingehen.

---

<sup>44</sup> Für eine Kausalitätsanalyse zwischen den Oil-Floating-Storages und den Ölpreisen siehe 4.7.2.

Aus diesem Grund sei es falsch, die Hedgers als reine risikoaverse Marktteilnehmer und die Spekulanten als reine risikosuchende Händler zu bezeichnen. Johansen 1960 zeigt mit einem Portfoliooptimierungsansatz, dass die Hedger (definiert als risikoaverse Marktteilnehmer) die Spekulanten als Gegenhandelspartner brauchen, wenn sie sich gegen sowohl Preisniveaus als auch Preisschwankungen absichern möchten (wenn die Hedgers die Varianz ihres Portfolios reduzieren möchten).

Brunetti und Büyukshahin 2009 benutzen einen von CFTC zur Verfügung gestellten, nicht veröffentlichten Datensatz mit hoher täglicher Auflösung für die Net-Positionen aller Händler (für den Zeitraum 3. Januar 2005 bis 19. März 2009). In diesem Datensatz sind die Zugehörigkeiten der Trader, laut Autoren, viel genauer kategorisiert als in den normalen, für die Öffentlichkeit verfügbaren, COT-Berichten der CFTC. In dieser Arbeit betrachten die Autoren die Positionen folgender Händlergruppen als Spekulanten: Commodity Pool Operators (CPOs)<sup>45</sup>, Commodity Trading Advisors (CTAs)<sup>46</sup> und Associated Persons (APs)<sup>47</sup>. Die hochaufgelösten täglichen Daten über die Händlerpositionen stellen eine Besonderheit hinsichtlich der Aussagekraft der Ergebnisse dieser Studie dar. Denn aus den Veränderungen der wöchentlichen, öffentlich verfügbaren COT-Berichte der CFTC, welche jeden Freitag veröffentlicht werden und die Schlusskurspositionen der Marktteilnehmer an jedem Dienstag beinhalten, kann nicht festgestellt werden, ob zwischen zwei Diensten die Ölpreisveränderungen den Händlerpositionen gefolgt sind oder umgekehrt. Ein täglicher Datensatz stellt daher eine viel genauere Datenbasis für eine kausale Untersuchung dar. Die Autoren können keine Kausalität für die Positionen der Spekulanten weder in Richtung der

---

<sup>45</sup> CFTC definiert die CPOs wie folgt: "A person engaged in a business similar to an investment trust or a syndicate and who solicits or accepts funds, securities, or property for the purpose of trading commodity futures contracts or commodity options. The commodity pool operator either itself makes trading decisions on behalf of the pool or engages a commodity trading advisor to do so. Managers at hedge funds or their advisors are often registered with the CFTC as CPOs or CTAs" (vgl. CFTC Ref. 10).

<sup>46</sup> CFTC definiert die CTAs wie folgt: „Commodity Trading Advisor (CTA): A person who, for pay, regularly engages in the business of advising others as to the value of commodity futures or options or the advisability of trading in commodity futures or options, or issues analyses or reports concerning commodity futures or options. Managers at hedge funds or their advisors are often registered with the CFTC as CPOs or CTAs" (vgl. CFTC Ref. 10).

<sup>47</sup> CFTC definiert die APs wie folgt: „Associated Person (AP): An individual who solicits or accepts (other than in a clerical capacity) orders, discretionary accounts, or participation in a commodity pool, or supervises any individual so engaged, on behalf of a futures commission merchant, an introducing broker, a commodity trading advisor, a commodity pool operator, or an agricultural trade option merchant" (vgl. CFTC Ref. 10).

Preisniveaus noch der Preisvolatilitäten feststellen. Die Arbeit kommt sogar zu dem Ergebnis, dass die Positionierungen der Spekulanten die Preisvolatilitäten signifikant reduzieren.

Sanders und Irwin 2014 benutzen ebenfalls einen von der CFTC zur Verfügung gestellten, für die Öffentlichkeit jedoch nicht verfügbaren, hochaufgelösten täglichen Datensatz an Positionen der „Commodity Index Trades“ an der NYMEX auf vier Rohstoffe (Rohöl, Heizöl, Benzin und Erdgas). Die Commodity Index Trader werden als Marktteilnehmer bezeichnet, die Indizes, bestehend aus verschiedenen Rohstoffen, auf dem Finanzmarkt anbieten und die Terminkontrakte zur Absicherung ihrer Portfolios benutzen. Die Autoren finden keinen kausalen Zusammenhang zwischen den Positionen der „Commodity Index Traders“ und den Rohstoffpreisen.

Manera et al. 2016 untersuchen den Einfluss der Spekulation auf die Ölpreisvolatilitäten. Sie definieren das Verhältnis der Handelsvolumen zum Open-Interest  $\left(\frac{TV}{OI}\right)$  als Maß für die Liquidität des Ölmarktes. Als Maß für Spekulation benutzen sie das Verhältnis  $\frac{NL}{OI}$ , wo  $NL$  die Net-Long-Positionen von Non-Commercial-Tradern in den COT-Berichten der CFTC darstellen. Des Weiteren berücksichtigen die Autoren die folgenden Variablen zur Ölpreismodellierung: Renditen der 3-monatigen US-Staatsanleihen, SP500-Index und die Renditen von sogenannten Junk Bonds (definiert als: Mittelwerte der Renditen von AAA-Anleihen minus Mittelwert der Renditen der BBB-Anleihen, veröffentlicht von Moody's). Der Modellierungsansatz dieser Arbeit basiert auf einem ARX-GARCHX Modell und sieht wie folgt aus:

$$r_t = \alpha_0 + \alpha_1 r_{t-1} + \alpha_2 USBond_t + \alpha_3 JunkBond_t + \alpha_4 SP500_t + \varepsilon_t$$

wo  $\varepsilon_t = \epsilon_t \sqrt{\sigma_t^2}$ ,  $\epsilon_t \sim N(0,1)$  und

$$\sigma_t^2 = \gamma_0 + \beta \varepsilon_{t-1}^2 + \omega \sigma_{t-1}^2 + \varphi \left(\frac{TV}{OI}\right)_t + \delta \left(\frac{NL}{OI}\right)_t$$

$r_t$  stellt die Renditen der WTI-Frontmonatskontraktpreise dar. Die Ergebnisse zeigen, dass die Koeffizienten  $\alpha_1$  und  $\alpha_4$  in der Mean-Gleichung signifikant sind (beide mit positivem Vorzeichen). Von den erklärenden Variablen in der Volatilitätsgleichung erweist sich lediglich der Koeffizienten  $\delta$  als signifikant und zwar mit einem negativen Vorzeichen. Die Autoren schlussfolgern daher, dass die Spekulation die Volatilität des Ölmarktes signifikant reduziert<sup>48</sup>.

---

<sup>48</sup> In dieser Studie wird angenommen, dass die Ölpreise ausschließlich von den oben genannten Finanzmarktdaten bestimmt werden. Kein einziger fundamentaler Faktor des Ölmarktes wird in dieser

Chan et al. 2015 definieren das Verhältnis der Handelsvolumen geteilt durch das Open-Interest als Maß für Spekulation auf dem Ölmarkt und bezeichnen es als „speculative ratio“. Die Autoren stellen ein VAR-DCC-M-GARCH-Modell wie folgt auf:

$$\Delta Speculative Ratio_t = \alpha_0 + \alpha_1 \Delta Speculative Ratio_{t-1} + \alpha_2 \Delta WTI_{t-1} + u_{1t}$$

$$\Delta WTI_t = \beta_0 + \beta_1 \Delta WTI_{t-1} + \beta_2 \Delta Speculative Ratio_{t-1} + u_{2t}$$

wo  $\begin{bmatrix} u_{1t} \\ u_{2t} \end{bmatrix} \sim \text{DCC-GARCH}(1,1)$ <sup>49</sup>. Sie wenden das Modell auf zwei Zeiträumen an: September 1991 bis Mai 2003 als Pre-Finanzialisierungsperiode und Mai 2003 bis September 2011 als Post-Finanzialisierungsperiode. In der Post-Finanzialisierungsperiode können die Autoren keine Signifikanz für den Koeffizienten  $\beta_2$  (der Einfluss der Spekulation auf WTI-Preise) feststellen, während sich dieser Koeffizient in der Pre-Finanzialisierungsperiode als signifikant für die Preisänderungen erweist.  $\alpha_2$  (der Einfluss der Ölpreise auf die Spekulation) ist in beiden Zeitperioden signifikant. Im weiteren Verlauf der Arbeit werden mit dem DCC-GARCH Teil des Modells die bedingten (time-varying) Korrelationen der Residuen beider oben genannter Gleichungen berechnet. Die Zeiten mit hoher Korrelation zwischen  $u_{1t}$  und  $u_{2t}$  stellen die Autoren als spekulative Perioden vor. Die gestiegenen bedingten Korrelationen zwischen dem „speculative ratio“ und den Ölpreisen in der Post-Finanzialisierungsperiode interpretieren die Autoren als Hinweis darauf, dass die Spekulation die Preisvolatilitäten in diesem Zeitraum erhöht habe<sup>50</sup>.

Irwin und Sander 2012 benutzen die öffentlich verfügbaren Index-Investment-Berichte der CFTC um zu überprüfen, ob die Positionen der Index-Trader die Ölterminpreise beeinflusst haben. Die CFTC hat nur im Zeitraum Dez 2007 bis Okt 2015 diese Berichte veröffentlicht und lediglich auf Quartalsbasis; danach hat sie deren Publikation eingestellt. Die Autoren können keinen kausalen Zusammenhang zwischen den Positionen der Index-Trader und den

---

Studie zur Erklärung der Entwicklungen der Ölpreisrenditen berücksichtigt. Aus diesem Grund können die Aussagen bzgl. der Spekulation und deren Einfluss auf die Volatilität der Ölpreise nicht als robust betrachtet werden.

<sup>49</sup> Für genaue Darstellung eines DCC-M-GARCH-Modells siehe Kapitel 2 zur Methodik.

<sup>50</sup> Die Ergebnisse dieser Arbeit können wie folgt kritisiert werden: Erstens kann die Plausibilität des speculative ratio zur Erfassung des Umfangs der Spekulation auf dem Markt angezweifelt werden, weil dieser Index keine Information über die Handelsmotive der Marktteilnehmer beinhaltet. Da die Handelsvolumen aller Marktteilnehmer in diesem Index berücksichtigt werden, würden laut diesem Index alle Marktteilnehmer als Spekulanten fungieren. Zweitens können die Ergebnisse eines DCC-GARCH-Modells bzw. einer Korrelationsanalyse nicht als ein kausaler Zusammenhang betrachtet werden.

Ölterminpreisen feststellen. Abbildung 56 zeigt die Net-Long-Positionen der Index Trader auf WTI (alle Kontrakte berücksichtigt) an der NYMEX. Eine starke negative Korrelation zwischen den Net-Long-Positionen der Index-Trader und den WTI-Preisen ist unübersehbar und kann als eine Bestätigung der Theorie von Friedman 1953 gesehen werden (kaufen, wenn die Preise gefallen sind und verkaufen, wenn sie gestiegen sind).

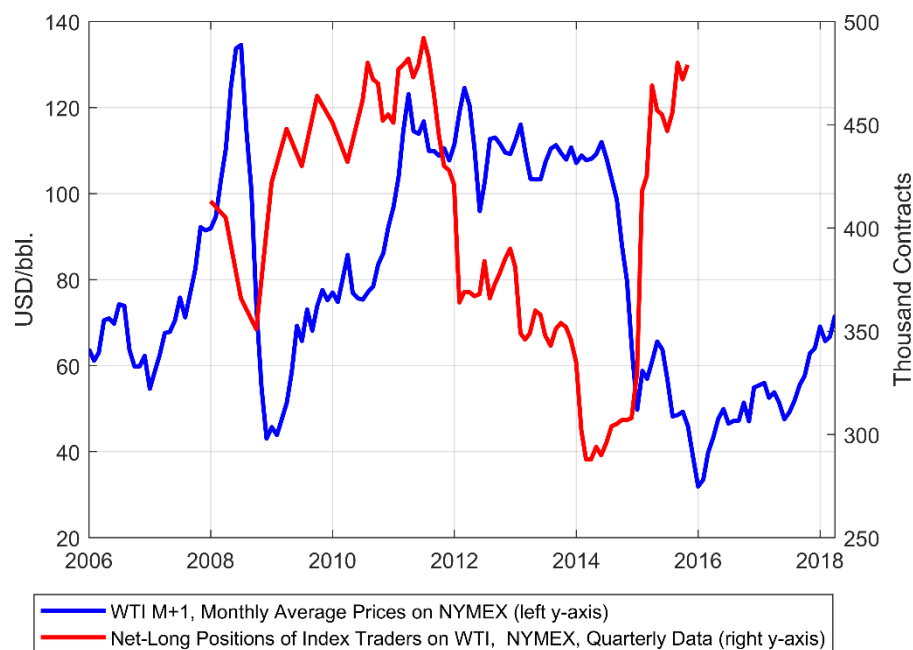


Abbildung 56: Net-Long Positionen von Index Tradern auf WTI an der NYMEX, Quartalsdaten (Datenquelle: Index Investment Data, der CFTC, siehe CFTC Ref. 11)

Der Verlauf der Net-Positionen der Index Trader weist eine große Ähnlichkeit zu den so genannten „Asset under Management“ (AUM) der größten Ölfonds der USA auf, welche ETFs auf Öl anbieten. Da die ETFs zum Großteil für Kleinanleger konzipiert worden sind, bildet die Summe der AUM der größten US-Ölfonds die Investitionsvolumen des Privatsektors in den Ölmarkt ab und somit auch die Finanzialisierung/Digitalisierung des Ölmarktes. Abbildung 57 zeigt die AUM der drei größten US-Ölfonds, nämlich USO (United States Oil Fund LP), OIL und DBO (Invesco DB Oil Fund). Wie dieser Abbildung zu entnehmen ist, kann, wie bei den Positionen der Index-Trader, kein Zusammenhang zwischen den Investitionen in die Öl-ETFs und den Ölpreisen festgestellt werden. Nach bestem Wissen des Autors sind die UAM der US-Ölfonds noch in keiner wissenschaftlichen Studie zum Thema Ölpreise und Spekulation untersucht worden.

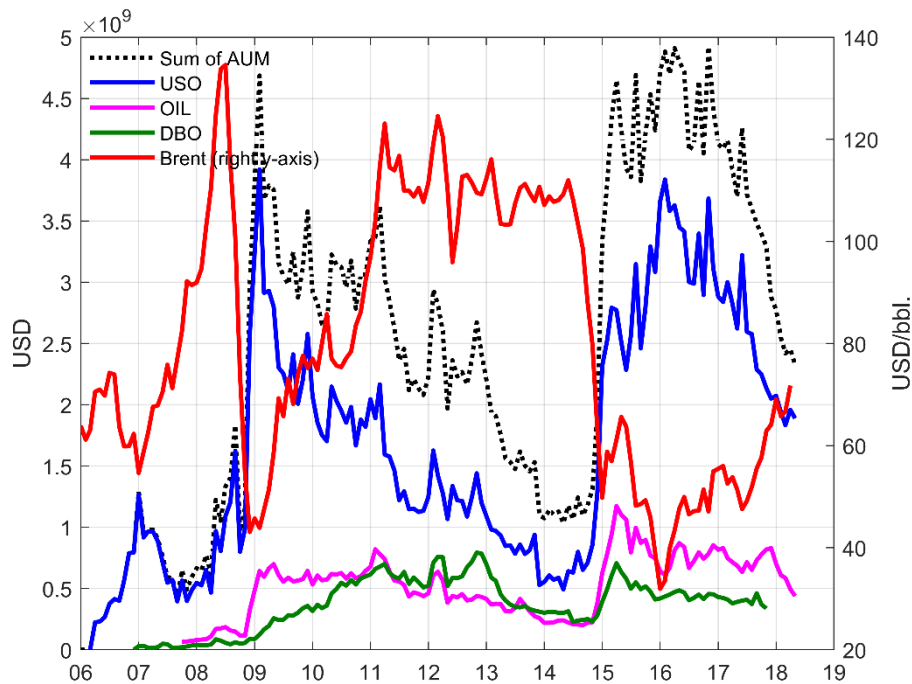


Abbildung 57: Entwicklung der „Assets under Management“ (AUM) der drei größten US-Ölfonds, Datenquelle: Thomson Reuters

Fagan und Gencay 2008 benutzen die COT-Berichte der CFTC und untersuchen den kausalen Zusammenhang zwischen den wöchentlichen Änderungen der Net-Long-Positionen der Commercial- sowie Non-Commercial-Traders und den Ölpreisrenditen unter Anwendung eines VAR-Modellierungsansatzes (siehe 9.2 zur Händlerkategorisierung in den COT-Berichten der CFTC). Sie können keine Kausalität für die Änderungen in den Net-Long-Positionen der Spekulanten (Non-Commercial-Traders) in Richtung der Ölpreisrenditen feststellen. Im Gegensatz dazu, werden die Net-Long-Positionen der Commercial-Trader in ihrem Modell als signifikant für die Entwicklung der Ölpreisrenditen festgestellt (siehe Kapitel 9.4.2 zur Stellungnahme der vorliegenden Arbeit zum Informationsgehalt der wöchentlichen COT-Berichte der CFTC).

Heidorn et al. 2015 benutzen die COT-Berichte der CFTC für eine innovative Forschungsidee. Die Autoren untersuchen den Einfluss der Positionen beider, Non-Commercial-Trader (Spekulanten) und Commercial-Trader, auf das Niveau und die Struktur der WTI-Forward-Kurven. Sie kommen zu der neuen Erkenntnis, dass die Positionen der Spekulanten keinen Einfluss auf das Niveau der WTI-Forward-Kurven haben und dieses ausschließlich von den Commercial-Tradern bestimmt wird. Die Spekulanten beeinflussen jedoch das Shaping der Kurven. Dieses Ergebnis unterstützt die vorgestellte These in der vorliegenden Arbeit, dass die Spekulanten je nach Terminmarktzustand (Contango oder Backwardation) Positionen auf dem Terminmarkt eingehen (siehe Kapitel 10).

Kolodziej und Kaufmann 2013 untersuchen den langfristigen Zusammenhang zwischen WTI-Spotpreisen, WTI-Terminpreisen (mit Laufzeiten von M+1, M+2, M+3, M+6 und M+12), US-Staatsanleihen (mit Laufzeiten von 3 und 6 Monaten), US-Lagerbestandsdaten und den CFTC-Händlerpositionsdaten (für Commercial-Händler: die Long- und Short-Positionen; für Non-Commercial-Händler: die Long-, Short- und Spread-Positionen). Sie benutzen einen CVAR-Modellierungsansatz und stellen 10 Modelle auf (ein Modell pro Terminkontrakt und US-Staatsanleihen). Für alle Modelle wird ein Rang von 4 festgestellt. Die Testergebnisse zur Überbestimmtheit der Modelle zeigen, dass Händlerpositionen aus vielen der Kointegrationsgleichungen der Modelle (im Rang 1) nicht entfernt werden können. Basierend auf diesem Ergebnis schlussfolgern die Autoren, dass die Spekulanten eine Rolle bei der Preisbildung auf dem Ölmarkt spielen. Eine Modellierung des komplexen Ölmarktes nur anhand der vier oben genannten Variablen kann als mangelhaft betrachtet werden. Des Weiteren stellen die Autoren vier Kointegrationsgleichungen für alle Modelle fest. Die Autoren geben selber zu, dass eine Interpretation der Kointegrationsgleichungen Rang größer 1 in ihrer Studie kaum möglich ist.

Hamilton 2009 untersucht die folgende These: wenn die Preissteigerungen zwischen 2007 und 2008 einen spekulativen Hintergrund gehabt haben sollten, müssten die Rohöllagerbestände in Folge in diesem Zeitraum gestiegen sein. Er stellt die Hypothese auf, dass in einem spekulativen Umfeld mit hohen Preisen, in dem eine spekulative Nachfrage vorliegt und damit die Gesamtnachfrage größer ist als die physische, fundamental gerechtfertigte Nachfrage, die Produzenten mehr Öl produzieren würden, um von den hohen Preisen zu profitieren. Gleichzeitig würden die Spekulanten das überflüssige Rohöl horten, in der Hoffnung, es später zu noch höheren Preisen verkaufen zu können. Er ermittelt die monatlichen Durchschnitte der US-Gesamt-Rohöllagerbestände (einschließlich der strategischen Reserven) im Zeitraum 1997-2007 und vergleicht sie mit den Lagerbestandsdaten der Krisenperiode 2007-2008. Er stellt keine signifikanten Unterschiede zwischen den beiden Zeiträumen fest und kommt zu dem Ergebnis, dass die Lagerbestandsdaten keinen Anhaltspunkt dafür liefern, dass die Preissteigerungen in 2007-2008 einen spekulativen Hintergrund gehabt haben.

Parson 2009 schreibt, dass die Spekulation auch in Abwesenheit einer übererdrigen Ölhortung existieren könnte und erklärt den Ansatz, für die Existenz der Spekulation nach Lagerbestandsanstiegen zu suchen, für zu kurz gedacht. Er zeigt, dass der Markt sich zwischen 2007-2008 in einem Contango-Zustand befand, in dem die Terminkontrakte mit längeren Fristigkeiten teurer waren als die Spotpreise. In einem solchem Zustand würde, laut Parson, ein Produzent sein Öl, im Gegensatz zur Hypothese von Hamilton 2009, nicht zu Tage



fördern (um nicht mit hohen Lagerkosten konfrontiert zu werden), sondern würde das Öl eher unterirdisch horten<sup>51</sup>.

Diaz-Rainey et al. 2017 untersuchen die Lagerbestandsdaten (Quartalsdaten) der 15 größten Ölfunkternehmen der USA in einem Zeitraum vom 4Q1990 bis 1Q2012 und stellen fest, dass die Lagerbestände dieser Unternehmen bis zum Jahr 2000 gesunken und danach gestiegen sind. Die Autoren leiten daraus die Vermutung ab, dass diese Ölfunkternehmen nach 2000 auf steigende Ölpreise spekuliert haben könnten.

Kilian 2009 begründet die hohen Ölpreise in 2007-2008 mit einer starken globalen Wirtschaft. Er benutzt die Frachtraten zur Verschiffung trockener Massengüter (dry bulk cargo rates) zur Erfassung des globalen Wirtschaftswachstums<sup>52</sup>. Die starken Anstiege der Frachtraten im Zeitraum 2007-2008 interpretiert er als einen rasanten Anstieg der globalen Wirtschaft und er definiert dies als einen Demand-Schock für den Ölmarkt. Zusätzlich benutzt er die OPEC- und Non-OPEC Produktionsmengen zur Identifizierung der Supply-Schocks. Er stellt eine Kausalität von den Frachtraten in Richtung Ölpreise fest. Er schlussfolgert deshalb, dass ein Demand-Schock die hohen Ölpreise in 2007-2008 verursacht hätte und lehnt damit die Spekulation ab.

Kilian und Murphy 2013 bauen auf die Ergebnisse von Kilian 2009 auf und untersuchen den Einfluss der Spekulation auf die Ölpreise im Rahmen eines Structural VAR-Modellierungsansatzes (mit einer Lag-Länge von 24 Monaten). Auch in dieser Arbeit werden die dry bulk cargo rates als Einschätzung für die globale Wirtschaftsaktivität bzw. globale Nachfrage nach Öl verwendet. Die weiteren zwei Variablen sind die globale Ölproduktion und die US-Rohöllagerbestandsdaten. Die Störterme des Modells werden als Anteil der Spekulation zur Entwicklung der Ölpreise interpretiert. Für die dry bulk cargo rates wird auch in dieser Arbeit eine Signifikanz festgestellt. Die Autoren kommen zu dem Ergebnis,

---

<sup>51</sup> Diese Theorie kann aufgrund folgender Überlegung kritisiert werden: Wenn die Produzenten unterirdisch das Öl hätten horten wollen, hätten sie ihr Öl dem Spotmarkt enthalten müssen und gleichzeitig versuchen müssen es auf dem Terminmarkt zu den längerfristigen Terminkontrakten zu verkaufen. Dies hätte aber das Angebot auf dem Spotmarkt reduziert und auf dem Terminmarkt zu einem Überangebot geführt. Diese Strategie hätte in Folge den Marktzustand von einem Contango auf Backwardation geändert. Wie in Kapitel 10 gezeigt wird, befand sich der Ölmarkt über das ganze Jahr 2008 in einem Contango-Zustand.

<sup>52</sup> In 7.1.2 wurde die Auswahl der Frachtraten zur Abschätzung des globalen Wirtschaftswachstums kritisiert und gezeigt, dass die Frachtraten zur Verschiffung trockener Massengüter mit den Öltankerraten kointegrieren und damit von den geopolitischen Ereignissen beeinflusst werden können.

dass diese drei Variablen die monatlichen Ölpreisschwankungen zwischen 2007 und 2008 gut beschreiben können und lehnen deshalb die Spekulation ab.

Lombardi und van Robays 2011 verwenden ebenfalls einen SVAR-Modellansatz und benutzen für ihre Ölpreisanalyse die folgenden Variablen (in Monatsauflösung): globale Ölproduktion, GDP der OECD-Länder einschließlich der sechs wirtschaftsstärksten Nicht-OECD-Länder (China, Indien, Brasilien, Russland, Indonesien und Südafrika) und die US-Lagerbestandsdaten. Die Störterme ihres Modells bezeichnen sie als Anteil der Spekulation zur Entwicklung der Ölpreise. Sie kommen wie Kilian 2009 und Kilian und Murphy 2013 zu dem Ergebnis, dass die fundamentalen Daten die Ölpreisentwicklungen ausreichend erklären können.

Kolodziej und Kaufmann 2014 überprüfen die vorgestellte Analyse in Kilian 2009 und schreiben, dass die „dry bulk cargo rates“ nicht zur Abbildung der globalen Wirtschaft benutzt werden können, denn die Frachtraten stellen lediglich die Transportkosten dar und diese hängen wegen der Treibstoffkosten von den Ölpreisen ab. Das heißt, die hohen Frachtraten in 2007-2008 sind ein Ergebnis gestiegener Treibstoffpreise in dieser Periode. Des Weiteren stellen die Autoren den VAR-Modellierungsansatz von Kilian 2009 mit einer Lag-Länge von 24 Monaten in Frage und geben an, dass zur Analyse der langfristigen Zusammenhänge zwischen kointegrierten Variablen ein VAR-Modell keinen geeigneten empirischen Ansatz darstellt. Sie stellen ein VEC-Modell auf und finden keinen Beweis dafür, dass die Frachtraten in die Langzeitbeziehung der in Kilian 2009 benutzten Variablen mitaufgenommen werden müssen.

Es gibt auch ein breites Spektrum an Publikationen, die sich mit dem Thema Spekulation in Verbindung mit anderen Rohstoffen, vor allem Agrarrohstoffen beschäftigen. Eine gute Übersicht über Studien zum Thema Spekulation auf den Agrarrohstoffmärkten bietet eine Untersuchung an der Universität Halle mit dem Titel: „Schadet oder nützt die Finanzspekulation mit Agrarrohstoffen? Ein Literaturüberblick zum Stand der empirischen Forschung<sup>53</sup>“. Diese Arbeit stellt einen Großteil der Literatur (sowohl Journal- als auch Working-Paper) vor, die den Einfluss der Spekulation auf die Preisniveaus sowie auf die Preisvolatilitäten untersuchen. Die Autoren kommen zu dem Ergebnis, dass die Mehrheit der wissenschaftlichen Studien die Auffassung vertreten, dass die Zunahme der

---

<sup>53</sup> Diskussionspapier Nr. 2012-26 des Lehrstuhls für Wirtschaftsethik an der Martin-Luther-Universität Halle-Wittenberg, Halle 2012.

Finanzspekulation in den letzten Jahren das Niveau und die Volatilität der Rohstoffpreise *nicht* hat ansteigen lassen.

**Zusammenfassung der Literaturübersicht zum Thema Spekulation auf dem Ölmarkt:** Die wissenschaftlichen Studien zum Thema Spekulation auf dem Ölmarkt können hinsichtlich der untersuchten Indikatoren für eine Spekulation und deren Anzahl in zwei Hauptkategorien unterteilt werden<sup>54</sup>:

- 1) Die Mehrheit der Publikationen zum Thema Spekulation auf dem Ölmarkt verwenden die CFTC-Daten zu den Positionen der Händler an dem Rohölterminmarkt NYMEX in New York und betrachten dort die Net-Long-Positionen der Non-Commercial-Traders als Maß für Spekulation.
- 2) Studien, die nach erhöhten Öllagerbeständen in Zeiten steigender Ölpreise als Hinweis auf Spekulation suchen.

Die Mehrheit der untersuchten Studien stellt keine Kausalität von Spekulation in Richtung Ölpreise fest. Bei den Literaturstudien wird des Weiteren beobachtet, dass trotz einer großen Anzahl von Studien zu diesen beiden Themen, noch viele Forschungsdefizite bestehen. Eins der wesentlichen Forschungsdefizite stellt die Tatsache dar, dass in der Mehrheit der Studien zu diesen Themen die fundamentalen Faktoren des Ölmarktes entweder gar nicht oder sehr eingeschränkt in den Analysen und Modellierungen mitberücksichtigt worden sind.

## **9.4 Eigene Untersuchung zur Spekulation auf dem Ölmarkt**

In diesem Unterkapitel werden die eigenen Untersuchungen zum Thema Spekulation auf dem Ölmarkt vorgestellt. Zunächst werden die Entwicklungen der Händlerpositionen anhand der COT-Berichte der CFTC ausführlich vorgestellt. Anschließend werden Informationsgehalt und Aussagekraft der COT-Daten diskutiert. Im weiteren Verlauf werden die LTNPC (Large Trade Net-Position Changes) Daten der CFTC vorgestellt und die Vorteile dieser Daten im Vergleich zu den COT-Berichten diskutiert. Des Weiteren werden die Anteile der spekulativen Händler an dem Gesamt-Open-Interest ermittelt, welche in der vorliegenden Arbeit als Maß für Spekulation auf dem Ölmarkt verwendet werden. Abschließend werden zwei ökonometrische

---

<sup>54</sup> Vgl. Fattouh, Kilian und Mahadeva 2012 für eine Zusammenfassung der Literaturergebnisse zum Thema Spekulation auf dem Ölmarkt.

Modelle für eine kausale Analyse zum Einfluss der Spekulation auf die Ölpreise aufgestellt und deren Ergebnisse diskutiert.

#### 9.4.1 Entwicklungen der Händlerpositionen an der NYMEX sowie ICE

Im Folgendem werden die historischen Entwicklungen der Positionen aller Händlergruppen auf WTI- sowie Brent-Terminkontrakte jeweils an beiden Terminmärkten, NYMEX und ICE, anhand der COT-Berichte der CFTC sowie der von der ICE vorgestellt. Nach bestem Wissen des Autors sind die Händlerpositionen an der ICE bis jetzt noch in keiner wissenschaftlichen Arbeit untersucht worden, so dass die Analyse hier neue Erkenntnisse über die Zusammensetzung der Händlerpositionen auf Brent-Terminkontrakte an der ICE und deren Unterschiede zu den Marktteilnehmerpositionen an der NYMEX bietet.

Abbildung 58 und Abbildung 59 zeigen die Positionen von vier Haupthändlergruppen, berichtet in den disaggregierten COT-Berichten der CFTC sowie der ICE, nämlich Hedgers, Swap Dealers, Money Managers und Other-Reportables.



Abbildung 58: Wöchentliche Daten über Händlerpositionen auf WTI-Terminkontrakte an der NYMEX, Futures and Options Combined, Zeitraum: 13.06.2006 bis 24.04.2018 (Datenquelle: COT-Berichte der CFTC)

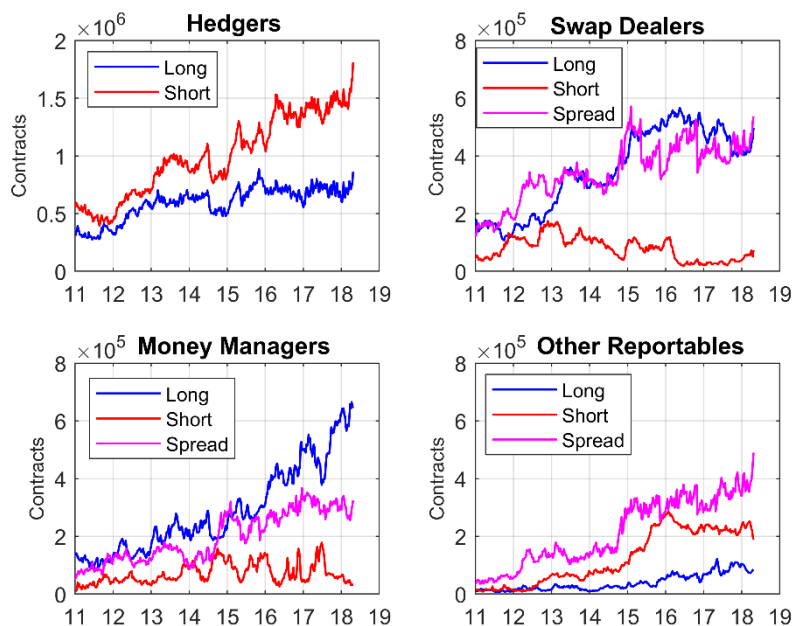


Abbildung 59: Wöchentliche Daten über Händlerpositionen auf Brent-Terminkontrakte an der ICE, Futures and Options Combined, Zeitraum: 01.01.2011 bis 24.04.2018 (Datenquelle: COT-Berichte der ICE)

**Producers/Users-Positionen, NYMEX versus ICE:** Beim ersten Blick auf die Positionen der Gruppe Producers/Users an den beiden Märkten NYMEX und ICE fällt auf, dass die Positionen dieser Händler an der ICE fast doppelt so groß sind wie die an der NYMEX. Während die Long- und Short-Positionen dieser Händler an der NYMEX in dem Betrachtungszeitraum um 500.000 Kontrakte schwanken, stellt man für die beiden Long- und Short-Positionen dieser Trader an der ICE einen steigenden Trend (zwischen Januar 2011 und April 2018) fest. Die Short-Positionen sind dabei besonders stark gestiegen. In April 2018 lagen die Short-Positionen dieser Händler an der ICE bei nahezu 2 Millionen Kontrakten, was eine Vervierfachung dieser Positionen verglichen mit Januar 2011 an der ICE entspricht. In dem gleichen Zeitraum sind die Positionen der Producers/Users an der NYMEX nahezu unverändert geblieben. Daraus lässt sich schlussfolgern, dass die Produzenten und Verbraucher mehr an der Brent-Seite aktiv sind. Dies stimmt mit der allgemein akzeptierten Tatsache überein, dass Brent als die globale Benchmark für die Ölpreise gilt und damit die Produzenten und Verbraucher weltweit mehr Brent-Terminkontrakte zur Absicherung benutzten als WTI-Futures.

**Swap-Dealer-Positionen, NYMEX versus ICE:** Die Positionen der Swap Dealer an der ICE und der NYMEX weisen grundsätzliche Unterschiede auf. Bei den Spread-Positionen beobachtet man, dass diese Händler an der NYMEX seit 2009 ihre Positionen kontinuierlich abgebaut haben, während die Spread-Positionen dieser Händlergruppe an der ICE seit 2011

kontinuierlich gestiegen sind. Die Swap Dealer an der ICE sind im Gegensatz zu denen an der NYMEX eher stark auf der Long-Seite positioniert, sodass deren Long-Positionen an der ICE sogar ihre Spread-Positionen übersteigen. In April 2018 haben die Spread-Positionen der Swap-Dealer die Größe derselben Händlergruppen an der NYMEX von ca. 500.000 Kontrakten erreicht. Die Abnahme der Spread-Positionen dieser Händlerkategorie an der NYMEX kann auf die Einführung von "Speculative Position Limits" an der NYMEX im Rahmen des "US Dodd-Frank Wall Street Reform and Consumer Protection Act" (21.01.2010) zurückgeführt werden. Diese gesetzliche Regelung forderte große Regulierungen bei den Swap-Produkten in den USA, indem z.B. der Handel der Swap-Produkte in OTC-Basis einschränkt wurde und für die Transparenzerhöhung standardisierte börsengehandelte Swaps von den Swap Dealern verlangt wurden. Des Weiteren wurden mehr Reporting-Auflagen von den Swap-Dealer verlangt, was die Handelskosten dieser Trader an der NYMEX mit Sicherheit erhöht haben dürfte. Aus diesem Grund kann der steigende Trend der Swap-Dealer-Positionen an der ICE mit gleichzeitigem Positionsabbau dieser Händler an der NYMEX als Indikator dafür gesehen werden, dass diese Händlergruppe ihre Handelsaktivitäten von der NYMEX auf die ICE verlagert hat. Die großen Einschränkungen auf die Swap-Dealer-Positionen durch die US-Regierungsbehörden bestätigen die in der vorliegenden Arbeit getroffene Annahme, dass die Handelsaktivitäten dieser Händler, wie bei Money Managern sowie Other-Reportables, ebenfalls aus spekulativem Interesse erfolgt.

**Money-Manager-Positionen, NYMEX versus ICE:** Die Entwicklungen der Positionen dieser Händler sind auf beiden Märkten ähnlich. Man stellt jedoch für die Long-Positionen der Money Manager an der ICE einen starken Aufwärtstrend seit 2011 fest. In April 2018 lagen die Long-Positionen dieser Händler an der ICE mit 600.000 Kontrakten um 100.000 Kontrakte über den Long-Positionen der Money Manager an der NYMEX. Die Spread-Positionen dieser Händler sind auf beiden Märkten gestiegen, während deren Short-Positionen relativ unverändert geblieben sind.

**Other-Reportables-Positionen, NYMEX versus ICE:** Auch bei den Positionen der Other-Reportables kann man an der ICE seit 2011 einen steigenden Trend feststellen. Während die Spread-Positionen dieser Händlergruppe sich an der NYMEX im Betrachtungszeitraum Juni 2006 bis April 2018 um 500.000 eher stabil geblieben sind, sind die Spread-Positionen der Other-Reportables an der ICE von 52.000 Brent-Kontrakten im Januar 2011 um 700% auf ca. 350.000 Kontrakte im April 2018 gestiegen. Interessanterweise befinden sich diese Marktteilnehmer an der ICE eher auf der Short-Seite, während die Long-Positionen der Other-Reportables an der NYMEX deren Short-Positionen übertreffen.

**Die Spekulativen-Positionslimits** an der ICE betragen für einzelne Monate 75.000 Brent-Kontrakte. Die Gesamt-Brent-Position eines einzelnen Händlers darf 10,5% des Gesamt-Open-Interest des Marktes dort nicht übertreffen (siehe ESMA Ref. 1). Auf der NYMEX-Seite sind die Positionslimits straffer auferlegt. Die Single-Month-Positionen auf WTI-Kontrakte dürfen 10.000 Kontrakte nicht übersteigen. Die Gesamt-WTI-Position eines Händlers an der NYMEX ist auf maximal 20.000 Kontrakte beschränkt (siehe CME Ref. 1). Aus diesem Grund bietet die ICE einen Markt mit mehr Positionsumfang. Dies kann den steigenden Trend in fast allen Händlerpositionen an der ICE erklären.

#### 9.4.2 Grundlegende Defizite der Händlerpositionsdaten (COT-Berichte)

In der vorliegenden Arbeit wird die Aussagekraft der Händlerpositionsberichte COT der US-Rohstoffterminmarktaufsichtsbehörde CFTC sowie die der ICE zur Erklärung der Ölpreisänderungen aus zweierlei Hinsicht in Frage gestellt: zum einen wegen deren Granularität und zum anderen wegen mangelnder Informationen über die Fristigkeiten der eingegangenen Positionen der Händler. Diese beiden Aspekte wurden bisher in den meisten wissenschaftlichen Studien, in denen diese Berichte für eine Kausalitätsanalyse zwischen den Positionen der spekulativen Händlergruppen und den Ölpreisänderungen benutzt wurden, selten thematisiert.

**Geringe Datengranularität:** Die Händlerpositionsberichte der CFTC beinhalten lediglich die Schlusskurspositionen der Marktteilnehmer an jedem Dienstag und stellen somit eher eine Momentaufnahme dar. Diesen wöchentlichen Berichten kann daher nicht entnommen werden, ob zwischen zwei Dienstagen die Händlerpositionen die Ölpreise treiben oder sie lediglich den Ölpreisveränderungen folgen. Eine bessere Analyse erfordert daher Händlerpositionsdaten auf deutlich höherer granularer Ebene. Die US-Rohstoffterminmarktaufsichtsbehörde hat, nach bestem Wissen des Autors, bis jetzt jedoch lediglich für drei wissenschaftlichen Studien hochaufgelöste Daten über die Händlerpositionen an der NYMEX zur Verfügung gestellt, nämlich:

- *Sanders und Irwin 2014* (Datensatz: tägliche Daten über die Positionen der „Commodity Index Funds“ für den Zeitraum Februar 2007 bis Mai 2012),
- *Büyükoşahin und Robe 2014* (Datensatz: tägliche Daten über die Positionsveränderungen (Long und Short) einzelner Händler für den Zeitraum Juli 2000 bis März 2010)
- *Brunetti, Büyükoşahin und Harris 2016* (Datensatz: tägliche Daten über die Positionsveränderungen (Long und Short) einzelner Händler mit hochaufgelösten Informationen über die Identität dieser Händler für den Zeitraum Januar 2005 bis März 2009).

Diese Studien wurden in der Literaturübersicht ausführlich vorgestellt und diskutiert. Alle obigen Studien, denen hochaufgelöste, nicht veröffentlichte Daten über die Händlerpositionen an der NYMEX auf verschiedene Rohstoffe, einschließlich Rohöl, sowie deren Identität vorlagen, haben keine Kausalität von den Positionen der Spekulanten weder in Richtung der Preisniveaus noch in Richtung der Preisvolatilitäten feststellen können.

Der einzige Datensatz über Händlerpositionen mit höherer Granularität als die der COT-Berichte, welchen die CFTC der Öffentlichkeit bis jetzt (einmalig in 2011) zur Verfügung gestellt hat, ist der „**Large Trader Net Position Changes**“ Bericht. Dieser Bericht beinhaltet die wöchentlichen Mittelwerte der *täglichen* Veränderungen der Netto-Positionen (auf 27 Rohstoffe) derselben Händlerkategorien wie in den COT-Berichten. Somit haben die Daten dieses Berichtes einen viel geringeren zeitlichen Verzug zwischen den Positionsänderungen und den Ölpreisveränderungen und ermöglichen daher eine genauere Analyse über den Zusammenhang zwischen den Händlerpositions- und den Ölpreisveränderungen. Die Daten dieses Berichts werden in 9.4.3 vorgestellt und eingehend diskutiert.

**Mangelnde Information über die Fristigkeit der eingegangenen Kontrakte:** Ein weiteres Informationsdefizit bei den COT-Berichten der CFTC sowie bei denen der ICE ist, dass den Positionsdaten dieser Berichte nicht entnommen werden kann, auf welche Fristigkeiten diese Positionen eingegangen worden sind. Wenn z.B. ein Händler zwar Net-Long wäre, aber alle seine Positionen aus Terminkontrakten mit sechs Monaten Lieferzeit bestünden, wäre eine Benutzung der Positionsdaten eines solchen Händlers für die Erklärung der Frontmonatspreise nicht konsistent. Bis jetzt hat weder die CFTC noch die Aufsichtsabteilung der ICE der Öffentlichkeit Positionsdaten mit klarer Aufteilung hinsichtlich der zugrundeliegenden Kontraktlaufzeiten zur Verfügung gestellt. Die Marktteilnehmer wie Pensions-Fonds oder passive Hedge Fonds, die langfristige Investitionsziele an den Rohstoffmärkten verfolgen, würden aus Portfolio-Risikosicht in die Kontrakte mit geringerer Volatilität investieren. Und da die Preisvolatilitäten längerfristiger Kontrakte deutlich geringer sind als die der Spot- oder Frontmonatspreise (siehe Ansari und Kaufmann 2019), kann davon ausgegangen werden, dass diese Finanzteilnehmer der Rohstoffterminmärkte eher Positionen auf langfristige Kontrakte eingehen, während die Produzenten und Verbraucher sich geschäftsbedingt mit den kurzfristigeren Kontrakten gegen die Preisfluktuationen absichern.

### **9.4.3 Large Trader Net Position Changes**

Wie oben erwähnt, ist der „**Large Trader Net Position Changes**“ Bericht der einzige Datensatz über die Händlerpositionen mit höherer Granularität als die der COT-Berichte, welche die CFTC der Öffentlichkeit bis jetzt zur Verfügung gestellt hat. Allerdings umfasst der



Datensatz einen sehr kurzen Zeitraum, nämlich nur von Januar 2009 bis Mai 2011. Der Antrag des Autors der vorliegenden Arbeit bei der US-Rohstoffterminmarktaufsichtsbehörde auf Bereitstellung längerer Zeitreihen über „Large Trader Net Position Changes“ wurde in 2018 nach monatelanger Wartezeit schließlich abgelehnt. Im Folgenden werden die Netto-Positionsveränderungsdaten vorgestellt und trotz kurzer Historie untersucht<sup>55</sup>.

Der Bericht zeigt die wöchentlichen Mittelwerte (Montag bis Freitag) der täglichen Veränderungen in den End-of-Day-Futures-Positionen der Händler. Die Intraday-Positionen bleiben damit in diesem Bericht unerwähnt. Die Positionen von den vier Händlerkategorien Hedgers, Swap Dealers, Money Managers sowie Other-Reportables werden (im Unterschied zu den COT-Berichten, wo die Händlerpositionen in Long, Short und Spread aufgeführt werden) nur in zwei Datenformaten aufgeführt, nämlich „Buys“ und „Sells“. Die Veränderungen in den Netto-Positionen der Händler, welche ihre Net-Long-Positionen (verglichen mit dem Vortag) erhöht oder ihre Net-Short-Positionen reduziert haben, werden als Buys-Positionen in diesem Bericht aufgeführt. Die Sells-Positionen stellen hingegen die Veränderungen in den Netto-Positionen der Händler dar, welche ihre Net-Short-Positionen im Vortagesvergleich erhöht oder ihre Net-Long-Positionen reduziert haben. Die folgende Tabelle zeigt ein Beispiel zur Berechnung der Buys- und Sells-Positionen:

Trader	Tag 1				Tag 2				LTNPC am Tag 2	
	Long	Short	Net-Long	Net-Short	Long	Short	Net-Long	Net-Short	Buys	Sells
A	200	150	50	-	300	200	100	-	50	-
B	250	400	-	150	350	450	-	100	50	-
C	300	150	150	-	400	350	50	-	-	100
D	150	200	-	50	200	300	-	100		50
Averages:									50	75

Tabelle 14: Beispiel zur Erläuterung der Berechnung der Buys- und Sells-Positionen, angegeben im „Large Trader Net Position Changes“ (LTNPC) Bericht der CFTC

Die Buys(Sells)-Positionen einer Händlergruppe, am Ende jedes Handelstages, entsprechen dem arithmetischen Mittelwert der Buys(Sells)-Positionen aller Händler dieser Gruppe. Und die wöchentlichen Buys(Sells)-Positionen repräsentieren ebenfalls die arithmetischen Mittelwerte der täglichen Buys(Sells)-Positionen. Abbildung 60 unten zeigt die wöchentlichen Buys- und Sells-Positionen des „Large Trader Net Position Changes“ Berichtes.

<sup>55</sup> Für ausführliche Darstellung des „Large Trader Net Position Changes“ Berichts siehe CFTC Ref. 12.



Abbildung 60: Netto-Positionsveränderungsdaten auf WTI-Futures an der NYMEX, Zeitraum: Jan 09 bis Mai 11  
(Datenquelle: Large Trader Net Position Changes Report der CFTC)

Wie in der Abbildung oben zu sehen ist, lässt sich allein durch die Beobachtung der Zeitreihenverläufe keine Schlussfolgerung ziehen über den Zusammenhang zwischen den Netto-Positionsveränderungsdaten und den Ölpreisveränderungen. Es erfordert daher einen weiteren Schritt. Zieht man die Sells-Positionen von den Buys-Positionen ab (Net-Buys-Positionen), bekommt man dadurch einen Indikator, der eine Aussage darüber machen kann, welche Strategie, Long oder Short, innerhalb einer Händlergruppe während der Berichtswoche den Vorrang gehabt hat. Abbildung 61 vergleicht die Net-Buys-Positionen (Buys minus Sells) mit den wöchentlichen durchschnittlichen WTI-Preisveränderungen für den Reporting-Zeitraum von Januar 2009 bis Mai 2011. In der Abbildung 62 wurden im weiteren Schritt die wöchentlich durchschnittlichen WTI-Preisveränderungen auf die Net-Buys-Positionen der Händler regressiert.



Abbildung 61: Net-Buys-Positionen der Händler auf WTI-Futures an der NYMEX im Vergleich zu den wöchentlichen Mittelwerten der täglichen WTI Frontmonatspreisveränderungen (Datenquelle: Large Trader Net Position Changes Report der CFTC)

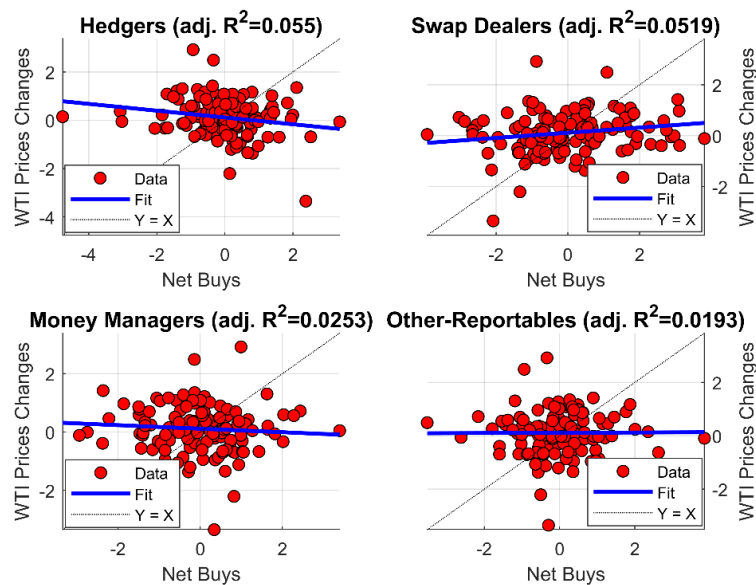


Abbildung 62: Regression der wöchentlichen Mittelwerte der täglichen WTI-Frontmonatspreisveränderungen (abhängige Variable Y) auf die Net-Buys aus den standardisierten Buys- und Sells-Positionen der Händler auf WTI-Futures an der NYMEX (erklärende Variablen X) und die  $R^2$  der Regressionsgleichungen (Datenquelle: Large Trader Net Position Changes Report der CFTC)

Wie in der Abbildung oben zu sehen ist, weist die Regression mit den Net-Buys-Positionen der Producers/Users das größte  $R^2$  auf. Tabelle 15 präsentiert die Regressionsergebnisse. Die Koeffizienten der Regressionsgleichungen mit den Net-Buys-Positionen der Hedger sowie denen der Swap Dealer können jeweils als erklärende Variable für die WTI-Preisveränderungen mit einem Konfidenzniveau von 5% als statistisch signifikant

betrachtet werden. Das negative Vorzeichen des Koeffizienten für Hedger bestätigt die Hypothese, dass diese Händler mehr Short-Positionen eingehen (verkaufen), wenn die Preise steigen und umgekehrt. Das positive Vorzeichen des Koeffizienten für Swap Dealer lässt darauf schließen, dass diese Händlergruppe als Gegenpartner für die Hedger agiert. Die Koeffizienten weiterer Regressionsgleichungen mit den Net-Buys-Positionen der spekulativen Händlergruppen, nämlich Money Manager und Other-Reportables weisen keine statistische Signifikanz auf.

	<i>Value</i>	<i>Standard Error</i>	<i>T-Statistic</i>	<i>p-Value</i>
Hedgers	-0.14081	0.064885	-2.1701	0.03191*
Swap Dealers	0.1015	0.049157	2.0648	0.04103*
Money Managers	-0.060426	0.069358	-0.87122	0.38532
Other-Reportables	0.0048682	0.074919	0.06498	0.94829

*Test statistic reject the null hypothesis at \*5% level*

Tabelle 15: Regressionsergebnisse für die Gleichung  $Y = \alpha \cdot X$  mit den wöchentlichen Mittelwerten der täglichen WTI Frontmonatspreisveränderungen als abhängige Variable Y und den Net Buys aus den standardisierten Buys und Sells-Positionen der Händler auf WTI Futures

Die Regressionsanalyse oben zeigt, dass anhand der Large Trader Net Position Changes Daten kein Zusammenhang zwischen den Net-Buys-Positionen der spekulativen Teilnehmer und den WTI-Preisveränderungen gefunden werden kann. Im Gegenteil weisen die Koeffizienten der Hedger und der Swap Dealer statistische Signifikanz auf. Aufgrund der kurzen Historie des Large Trader Net Position Changes Berichtes der CFTC können die hochvolatilen Zeiten im Sommer 2008 und Herbst 2014 mit großen Preisfluktuationen nicht mit diesen Daten untersucht werden. Deshalb sollten die Regulierungsbehörden CFTC sowie die Aufsichtsabteilung der ICE hoch aufgelöste Daten über die Händlerpositionen veröffentlichen, um die Transparenz zu erhöhen und genauere wissenschaftliche Studien zu ermöglichen.

#### 9.4.4 Anteil der Händlerpositionen am Gesamt-Open-Interest

Wie bereits erwähnt, werden in vielen wissenschaftlichen Studien nur Net-Long-Positionen der Händler zur Analyse des Zusammenhanges zwischen den Ölpreisen und der Spekulation verwendet und die Spread-Positionen ignoriert mit der Argumentation, dass diese die gleiche Anzahl an eingegangenen Long- und Short-Positionen darstellen (also genauso viel gekauft wie verkauft wird). Die Vernachlässigung der Spread-Positionen kann zu einer fehlerhaften Einschätzung der Intensivität der Marktteilnahme der Händler führen. In dem Beispiel unten, präsentiert in Tabelle 16, sind eine fiktive Händlergruppe (bestehend aus drei Tradern) in der ersten Woche (W=1) sehr geringe Spread-Positionen (50 Kontrakte) eingegangen; netto betrachtet, haben sie jedoch die erste Woche mit einer Net-Long-Position in Höhe von 10

Kontrakte abgeschlossen. In der zweiten Woche erhöht Trader C seine Positionen und seine Handelsintensität in exzessiver Weise, jedoch in gleicher Anzahl, während die Positionen der anderen Händler nahezu unverändert bleiben und die Woche wird, netto betrachtet, mit einer Net-Long-Position von 11 Kontrakten abgeschlossen. Würde man die Spread-Positionen nicht in Betracht ziehen und die Änderung in der Handelsstrategie dieser Händlergruppe nur anhand der Veränderung der Net-Long-Positionen von Woche 1 zu Woche 2 ermessen wollen, haben sich die Net-Long-Positionen dieser Händlergruppe in diesem Zeitraum lediglich um einen Kontrakt erhöht<sup>56</sup>. Damit bleiben die exzessive Handelsintensität und die gestiegenen Spread-Positionen dieser Händlergruppe unberücksichtigt.

W=1	Long	Short	COT Report			W=2	Long	Short	COT Report		
			Long	Short	Spread				Long	Short	Spread
Trader A	20	30	-	10	20	Trader A	20	30	-	10	20
Trader B	40	20	20	-	20	Trader B	51	30	21	-	30
Trader C	10	10	-	-	10	Trader C	800	800	-	-	800
<b>Total</b>	70	60	20	10	50	<b>Total</b>	861	860	21	10	1300

Tabelle 16: Beispiel dafür, dass die Net-Long-Positions-Betrachtung und damit die Vernachlässigung der Spread Positionen ein falsches Bild von den Handelsaktivitäten der Händler liefern kann

Da die COT-Berichte keine Information über die Laufzeiten der eingegangenen Positionen breitstellen, kann eine Marktanalyse nur anhand der Veränderungen der Net-Long-Positionen der Händler ein falsches Bild von der Handelssituation und -intensität einer Händlergruppe liefern. Denn Trader C kann 800 Frontmonatskontrakte (M+1) gekauft haben und gleichzeitig die Kontrakte mit längeren Laufzeiten, z.B. M+2 und M+3, verkauft haben, sodass er zwar, netto betrachtet, keine Net-Long oder Net-Short-Position besitzt, jedoch die Nachfrage für die Frontmonatskontrakte aggressiv erhöht haben kann. Um diese Problematik zu vermeiden und ein besseres Bild der Positionsdaten der COT-Berichte zu erzielen, werden statt Net-Long-Positionen, angelehnt an Fagan und Gencay 2008, die Anteile der Händlergruppen am Gesamt-Open-Interest als Indikator für deren Handelsaktivitäten herangezogen. Das Gesamt-Open-Interest kann wie folgt berechnet bzw. beschrieben werden:

---

<sup>56</sup> Net-Long-Position in der zweiten Woche (11) minus Net-Long-Position in der ersten Woche (10)

$$\begin{aligned}
2(TOI) = & [Hedger_{(Long)} + Hedger_{(Short)}] + \\
& [Swap Dealer_{(Long)} + Swap Dealer_{(Short)} + 2 * Swap Dealer_{(Spread)}] + \\
& [Money Manager_{(Long)} + Money Manager_{(Short)} + 2 * Money Manager_{(Spread)}] + \\
& [Other Reportables_{(Long)} + Other Reportables_{(Short)} + 2 * Other Reportables_{(Spread)}] + \\
& [NonReportables_{(Long)} + NonReportables_{(Short)}]
\end{aligned}$$

Da ein Handel mit einem Kontrakt aus einer Long-Position sowie einer Short-Position auf diesen Kontrakt besteht (wenn einer einen Kontrakt verkauft, kauft ihn ein anderer), entspricht damit die Summe aller Long- und Short-Positionen dem zweifachen Gesamt-Open-Interest. Damit können die Anteile der einzelnen Händlergruppen an dem Gesamt-Open-Interest (POI) wie folgt berechnet werden.

$$\begin{aligned}
POI_t^{Hedgers} &= \frac{Hedger_{(Long)} + Hedger_{(Short)}}{2(TOI)} \\
POI_t^{Swap Dealers} &= \frac{Swap Dealers_{(Long)} + Swap Dealers_{(Short)} + 2(Swap Dealers_{(Spread)})}{2(TOI)} \\
POI_t^{Money Managers} &= \frac{Money Managers_{(Long)} + Money Managers_{(Short)} + 2(Money Managers_{(Spread)})}{2(TOI)} \\
POI_t^{Other Reportables} &= \frac{Other Reportables_{(Long)} + Other Reportables_{(Short)} + 2(Other Reportables_{(Spread)})}{2(TOI)}
\end{aligned}$$

Abbildung 63 zeigt die POI (Percentage of Open Interest) der Händler an beiden Märkten, NYMEX sowie ICE.

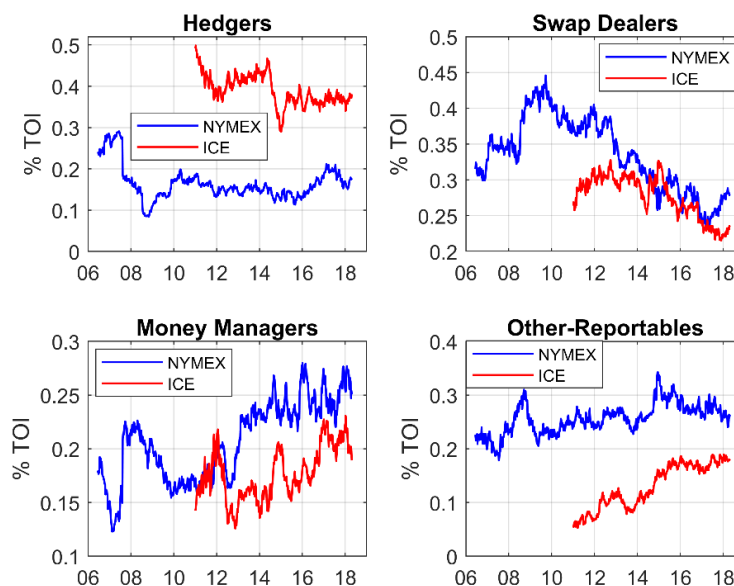


Abbildung 63: Prozentanteile der Positionen der Händler am Gesamt-Open-Interest an den beiden Terminmärkten NYMEX sowie ICE, Datenquelle: COT-Berichte der CFTC sowie der ICE

Wie Abbildung 63 entnommen werden kann, kann man bei der Gruppe der Hedger einen signifikanten Unterschied in den Anteilen dieser Händler am Open-Interest an der NYMEX im Vergleich zur ICE feststellen. Während die Positionen dieser Händlergruppe an der NYMEX seit 2010 durchschnittlich nur 15% des Open-Interest des Marktes dort abbilden, stammt ca. 40% des Open-Interest an der ICE aus Positionen dieser Händler. Damit besitzen die Produzenten und Verbraucher den größten Anteil an Terminkontrakten an der ICE, während diese Marktteilnehmer auf der WTI-Seite an der NYMEX die Minderheit darstellen. Betrachtet man die Brent-Sorte als globales Benchmark für die Ölpreise, wird somit der größte Anteil dieses Benchmarks von den Produzenten und Verbrauchern verwaltet und gehandelt.

Bei den Swap Dealern kann man einen fallenden Verlauf für die POI dieser Händler an beiden Märkten beobachten. Die Anteile dieser Händlergruppe am Open-Interest sind in den letzten zehn Jahren an beiden Märkten stark zurückgegangen. An der ICE besitzen die Swap Dealer mit einem POI von über 20% jedoch immer noch den zweitgrößten Anteil am Open-Interest. Money Manager an der WTI bilden den stärksten POI an der NYMEX. Auch an der ICE haben diese Marktteilnehmer ihre POI in den letzten sieben Jahren stark aufgebaut. Die Other-Reportables an der ICE stellen die Minderheit dar, während sie an der NYMEX mit einem POI von fast 30% den zweitgrößten Anteil am Open-Interest besitzen.

Abbildung 64 und Abbildung 65 zeigen die POI im Vergleich zu den Net-Long-Positionen an den beiden Märkten NYMEX und ICE. Wie diese Abbildungen zeigen, können die Net-Long-Positionen verzerrte Informationen über die Handelsaktivitäten der Händler liefern. Wie bereits diskutiert, stellen die Anteile der Positionen der Händler am Gesamt-Open-Interest POI, ein besseres Bild über die Marktanteile der Händler zur Verfügung und besitzen damit mehr Aussagekraft über die mögliche Preisbildungsmacht einzelner Händlergruppen. Aufgrund dieses besseren Erklärungsgehalts werden im nächsten Abschnitt der vorliegenden Arbeit die Anteile der Positionen der Händler am Gesamt-Open-Interest zur Analyse des Preiseinflusses der Händlerpositionen auf die Ölpreise verwendet. Dabei werden alle drei Händlergruppen Swap Dealer, Money Manager sowie Other-Reportables als spekulative Marktteilnehmer kategorisiert und die Summe ihrer POIs als ein Indikator für die Spekulation auf dem Ölterminmarkt definiert und zur Modellierung der kausalen Einflüsse auf die Ölpreisentwicklungen herangezogen.

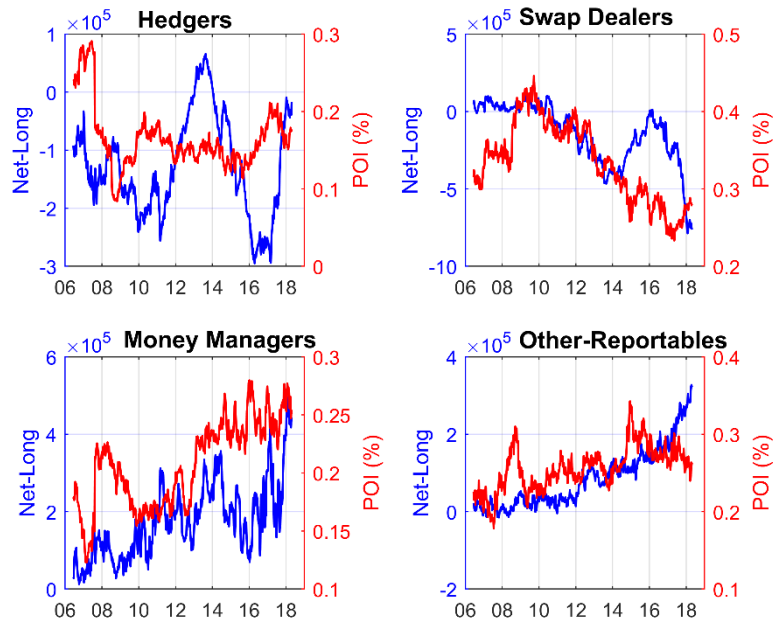


Abbildung 64: An der NYMEX: Anteil der Positionen der Händler am Gesamt-Open-Interest (POI), rechte y-Achsen, im Vergleich zu den Net-Long-Positionen der Händler, linke y-Achsen; Datenquelle: COT-Berichte der CFTC

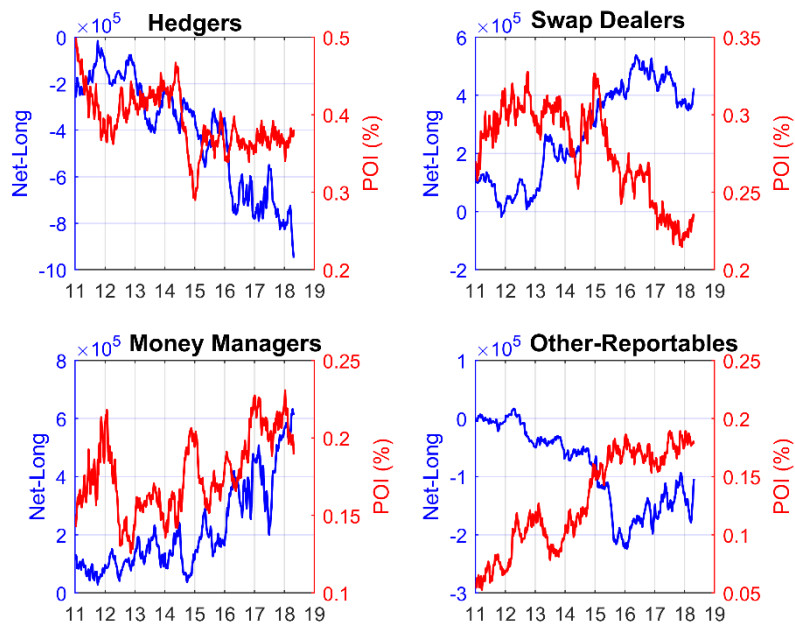


Abbildung 65: An der ICE: Anteil der Positionen der Händler am Gesamt-Open-Interest (POI), rechte y-Achsen, im Vergleich zu den Net-Long-Positionen der Händler, linke y-Achsen; Datenquelle: COT-Berichte der ICE



Abbildung 66 und Abbildung 67 zeigen die Summe der Prozentanteile dieser drei Händlergruppen am Gesamt-Open-Interest POI, an den beiden Märkten NYMEX sowie ICE. Wie der Abbildung 66 visuell entnommen werden kann, sind es an der NYMEX die POI der spekulativen Marktteilnehmer (Swap Dealer, Money Manager und Other-Reportables), die den Ölpreisentwicklungen folgen und nicht umgekehrt. Die zeitliche Verzögerung dieses „delayed Comovement“ scheint jedoch unterschiedlich zu sein. Anfang 2007 als die Ölpreise anfangen zu steigen, dauert es ein halbes Jahr, bis die spekulativen Marktteilnehmer ihre POI entsprechend erhöhen. Eine längere Verzögerung beobachtet man zwischen 2016 und 2017; nachdem Anfang 2016 die Ölpreise nach eineinhalb Jahren tiefer Preise allmählich starten, sich wieder zu erholen, fangen die spekulativen Teilnehmer erst ab Mitte 2017 an, ihre POI an der NYMEX auf die WTI-Terminkontrakte zu erhöhen.

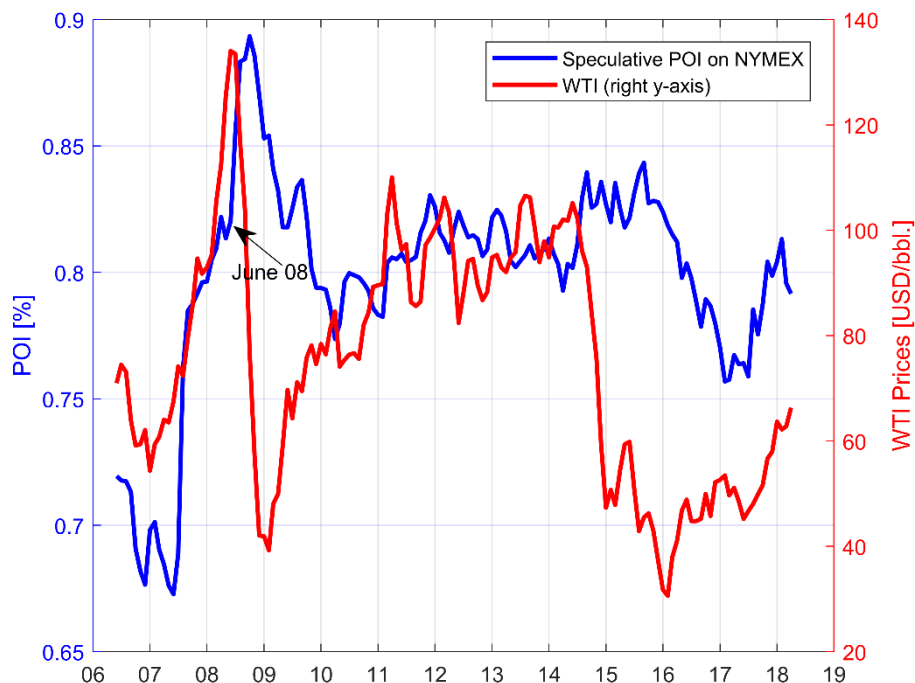


Abbildung 66: Summe der Anteile der Positionen von Swap Dealern, Money Managern und Other-Reportables am Gesamt-Open-Interest der WTI-Terminkontrakte an der NYMEX als Maß für Spekulation im Vergleich zu den WTI Frontmonatspreisen; monatliche Mittelwerte; Datenquelle: COT-Berichte der CFTC sowie Thomson Reuters

Diese Abbildung oben zeigt einen weiteren interessanten Punkt auf: in Zeiten stark fallender Preise, wie ab Juli 2008 oder ab der zweiten Hälfte 2014, haben die spekulativen Marktteilnehmer ihre POI an der NYMEX trotz fallender Preise erhöht. Zwischen Juli 2008 und November 2008 erhöhen die spekulativen Marktteilnehmer an der NYMEX ihre POI von 82%, was dem Mittelwert ihrer Langzeit POI entspricht, auf fast 90% des Gesamt-Open-Interest. Ein kritisches Zeitfenster stellt jedoch der Zeitraum 2H2007 bis Juni 2008 dar, in dem die spekulativen Anteile am Gesamt-Open-Interest an der NYMEX und die WTI-Preise beide gleichzeitig stark steigen. Dieses Zeitfenster ist in den Studien, denen hochaufgelöste

Händlerpositionsdaten vorlagen (siehe 9.4.2), untersucht worden und es konnte kein empirischer Nachweis dafür gefunden werden, dass die Positionen der spekulativen Händler an der NYMEX die Ölpreise kausal beeinflusst haben. Dennoch appelliert diese Arbeit an die CFTC sowie die ICE, den Wissenschaftlern für mehr Forschung und Analyse hochaufgelöste Daten zur Verfügung zu stellen.

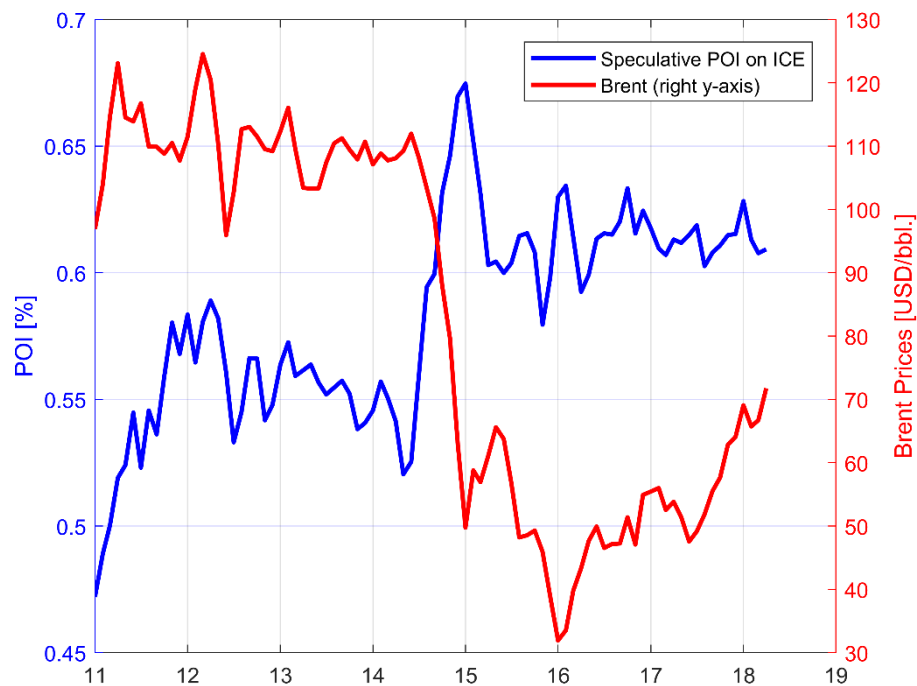


Abbildung 67: Summe der Anteile der Positionen von Swap Dealern, Money Managern und Other-Reportables am Gesamt-Open-Interest der Brent-Terminkontrakte an der ICE, als Spekulative POI dieses Marktes, im Vergleich zu den Brent Frontmonatspreisen; monatliche Mittelwerte, Datenquelle: COT-Berichte der ICE sowie Thomson Reuters

Auch an der ICE kann man feststellen, dass die spekulativen Marktteilnehmer in Zeiten fallender Preise ihre Anteile am Gesamt-Open-Interest erhöhen und damit mehr Liquidität auf dem Markt bereitstellen. Wie Abbildung 67 zu entnehmen ist, stieg der POI der spekulativen Teilnehmer an der ICE im 2H2014, während die Ölpreise sehr stark fielen. Da die ICE erst ab Januar 2011 Händlerpositionen veröffentlicht, kann keine Aussage über den Zusammenhang zwischen den spekulativen POI und der Brentpreisen in 2008 gemacht werden.

#### 9.4.5 Modellierungen zum Einfluss der Spekulation auf die Ölpreisentwicklungen

In diesem Abschnitt werden zwei Modelle VAR-X und CVAR zur Untersuchung der kausalen Einflüsse der fundamentalen Faktoren des Ölmarktes sowie der Spekulation auf die Ölpreisentwicklungen eingesetzt. Während mit einem VAR-X-Modell untersucht wird, welche Variablen die monatlichen Fluktuationen der Ölpreise am besten erklären können, liegt bei dem CVAR-Modellierungsansatz das Hauptinteresse darin, zu überprüfen, von welchen Parametern die Ölpreisbildung in langfristiger Sicht abhängt. Es werden die Modellvoraussetzungen überprüft und anschließend die Modellergebnisse präsentiert. Zum Schluss werden die aus den Modellierungsergebnissen resultierenden Schlussfolgerungen vorgestellt und diskutiert.

##### 9.4.5.1 Variablenauswahl

In den vorherigen Kapiteln zu den Einflussfaktoren der Ölpreise wurde dargelegt, wie komplex der Ölmarkt ist und dass eine große Anzahl von fundamentalen Faktoren und Ereignissen eine Rolle für die Preisbildung auf dem Ölmarkt spielen können. Aufgrund der hohen Anzahl der Ölmarktparameter und der Tatsache, dass aus Sicht der Zeitreihenanalyse die Ergebnisse eines mit Variablen überfüllten Modelles, welches aus kurzen monatlichen Beobachtungen besteht, über geringe Aussagekraft verfügt, besteht die Herausforderung darin, eine enge Variablenauswahl zu finden, welche die meisten Marktinformationen beinhaltet. So werden die folgenden Ölmarktparameter für die Modellierungen der Ölpreise ausgewählt:

**Globales Ölangebot und die Nachfrage:** die monatlichen Daten der US-EIA über das globale Ölangebot ( $SP_t$ ) und die Nachfrage ( $D_t$ ) werden in dem CVAR-Modellierungsansatz in Absolutwerten für die Untersuchung der Langzeitabhängigkeit der Ölpreise von den Angebot- und Nachfragedaten verwendet. Die US-EIA Daten über das globale Ölangebot und die Nachfrage wurden in 4.2 vorgestellt und diskutiert.

**Globaler Öl-Nachfrageüberhang ( $ED_t$ )** präsentiert die Differenz zwischen der globalen Ölnachfrage und dem Angebot:

$$ED_t = D_t - SP_t$$

$D_t$  ist die globale Öl-Nachfrage (Demand) und  $S_t$  präsentiert das globale Ölangebot (Supply). Die Variable  $ED_t$  (Excess Demand) stellt damit den globalen Öl-Nachfrageüberhang im Monat  $t$  dar. Positive  $ED_t$  weisen somit auf einen globalen Öl-Nachfrageüberhang hin, während negative  $ED_t$  eine Überversorgung auf dem Markt kennzeichnen. Mit dieser Variablen können alle Marktinformationen über z.B. OPEC- und Nicht-OPEC-Daten (auf der Angebotsseite)

sowie die Rohöllagerbestände (auf der Nachfrageseite) in einer einzigen Variablen zusammengefasst werden. Abbildung 68 zeigt die Variable  $ED_t$  im Vergleich zu den WTI-Preisen. Wie dieser Abbildung entnommen werden kann, kann man in Zeiten eines Nachfrageüberhangs ( $ED_t > 0$ ) steigende Preise beobachten, während die Ölpreise in den Monaten mit Überversorgung ( $ED_t < 0$ ) einen fallenden Trend aufweisen. Diese Variable wird aufgrund ihrer Stationarität in dem VRA-X-Modellierungsansatz zur Abbildung der Versorgungslage des globalen Ölmarktes eingesetzt.

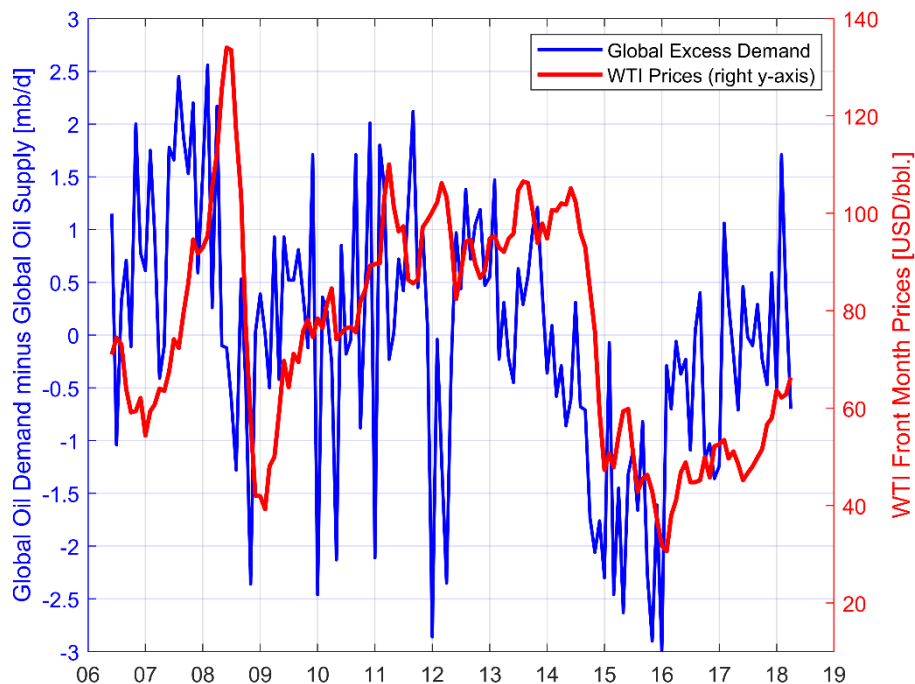


Abbildung 68: Globaler Öl-Nachfrageüberhang im Vergleich zu den (nominalen) WTI-Preisen, Datenquelle: Monatliche Daten der US-EIA über das globale Öl-Angebot und die Nachfrage

**US-Dollar-Index ( $USD_t$ ):** Wie in 7.2.3 diskutiert wurde (siehe dort die Abbildung 39 zur Entwicklung des US-Dollars im Vergleich zu den realen WTI-Preisen) wird der Wert eines Barrels Rohöl in US-Dollar ermittelt. Damit können die USD-Wechselkursveränderungen die Preisermittlung beeinflussen. Ist der US-Dollar im Vergleich zu anderen Währungen stark, so entspricht vereinfacht ausgedrückt der Wert eines Barrels Rohöl weniger US-Dollar und umkehrt. Des Weiteren können die US-Dollar-Wechselkurse zu anderen Währungen einen Einfluss auf die Kaufkraft und damit die Nachfrage für Erdöl ausüben. Mit einer Berücksichtigung des US-Dollar-Indexes kann angenommen werden, dass die monetären Informationen des Marktes somit bei der Ölpreismodellierung enthalten sind.

**Die Anteile der spekulativen Marktteilnehmer am Gesamt-Open-Interest ( $POI_t$ ):** Diese Variable zeigt die Marktanteile der spekulativen Händlergruppen (Swap Dealer, Money Manager und Other-Reportables) am Gesamt-Open-Interest der Ölterminkontrakte und stellt

damit in den Modellierungen hier, wie in den vorherigen Abschnitten angekündigt, den Einfluss der Spekulation auf die Ölpreise dar. Für die Darstellung dieser Variable siehe Abbildung 66 und Abbildung 67.

**Preiserhöhende Impulse  $D_t^+$ :** Diese Variable ist eine Dummy-Zeitreihe, die die fundamentalen Ereignisse des Ölmarkts darstellt, aus denen Preiserhöhungen erwartet werden können. Die Grundlage hierfür ist die umfassende Event-Analyse, die im Kapitel 6 vorgestellt und in Tabelle 5 zusammengefasst wurde (siehe Abbildung 69 für Zusammenfassung der Event-Analyse). Die Zeitreihe  $D_t^+$  weist für den Monat  $t$  eine 1 auf, wenn in der Event-Analyse Ereignisse in diesem Monat beobachtet wurden, bei denen von einem preiserhöhenden Effekt ausgegangen werden kann. Eine Null in dieser Zeitreihe deutet darauf hin, dass es keine preiserhöhenden Events auf dem Markt gab. Die Ereignisse sind zum größten Teil politische oder militärische Unruhen in den ölreichen Gebieten im Nahen Osten wie z.B. Irans Atomprogramm und die damit einhergehenden erhöhten militärischen Spannungen im Persischen Golf. Auch Ereignisse wie die Rekord-Benzinnachfrage in China im Juni 2008, durch die Vorbereitungen zu den Olympischen Spielen (für das keine stetige Zeitreihe vorhanden ist, siehe Abbildung 20), werden in dieser Dummy-Variablen als ein preistreibender Faktor erfasst. Weitere Events sind z.B. folgende: der Bürgerkrieg und Tankerattacken in Nigeria zwischen 2007 und dem 1H2008, der Krieg in Libyen, der arabische Frühling in Ägypten und die daraus resultierende Unsicherheit für den Öltransport durch den Suez-Kanal, ethnische Konflikte und militärische Auseinandersetzungen in den ölreichen Regionen im Irak, Versorgungsunterbrechungen aufgrund von Pipeline-Ausfällen oder Naturkatastrophen wie Hurrikans, Überschwemmungen, aber auch Waldbrände oder Wettereinflüsse wie sehr kalte Temperaturen in der nördlichen Hemisphäre. Damit erfasst diese Variable das in der Praxis so genannte Bullische-Sentiment auf dem Markt.

**Preissenkende Impulse  $D_t^-$ :** Diese Variable ist ebenfalls eine Dummy-Zeitreihe, die die fundamentalen Events des Ölmarkts, aus welchen Preissenkungen erwartet werden können, darstellt. Die Grundlage hierfür ist ebenfalls die umfassende Event-Analyse, die im Kapitel 6 vorgestellt und in Tabelle 5 zusammengefasst wurde (siehe Abbildung 69 für Zusammenfassung der Event-Analyse). Die Zeitreihe  $D_t^-$  weist für den Monat  $t$  eine 1 auf, wenn in der Event-Analyse Ereignisse in diesem Monat beobachtet wurden, bei denen von einem preissenkenden Effekt ausgegangen werden kann. Eine Null in dieser Zeitreihe deutet darauf hin, dass es keine preissenkenden Events auf dem Markt gab. Die abgebildeten Ereignisse in dieser Variablen bestehen aus politischen Ereignissen (wie z.B. Atom-Abkommen mit dem Iran und die Aufhebungen der Ölsanktionen oder die erfolgreichen Friedensverhandlungen in Nigeria im 2H2008), konjunkturellen Ereignissen (wie z.B. die

Euro-Krise oder die Massendemonstrationen in China im 2H2014) oder OPEC-getriebenen Ereignissen. Mit Letzteren ist die preisdämpfende Strategie und die Aussagen des langjährigen saudischen Ölministers Ali al-Naimi im 2H2014 gemeint, dass das Königreich trotz fallender Preise seine Produktion nicht zurückfahren werde und sogar die Preise der saudischen Ölsorten für seine asiatischen Kunden weiter reduziert. Die Saudischen Ölproduktionsniveaus sind zwar implizit in der Variablen  $ED_t$  enthalten, die Unsicherheit über das Ausmaß des Ringens zwischen der OPEC und der US-Shale-Oil-Industrie um die Marktanteile jedoch löste eine ausgeprägte Angst über eine bewusste langfristige Überschwemmung des Marktes aus (Ansari und Kaufmann 2019 untersuchen ausführlich die US-Shale-Oil-Entwicklung in 2014 und den Zusammenhang mit der OPEC-Strategie). Somit erfasst diese Variable das in der Praxis so genannte Bearische-Sentiment auf dem Markt auf.

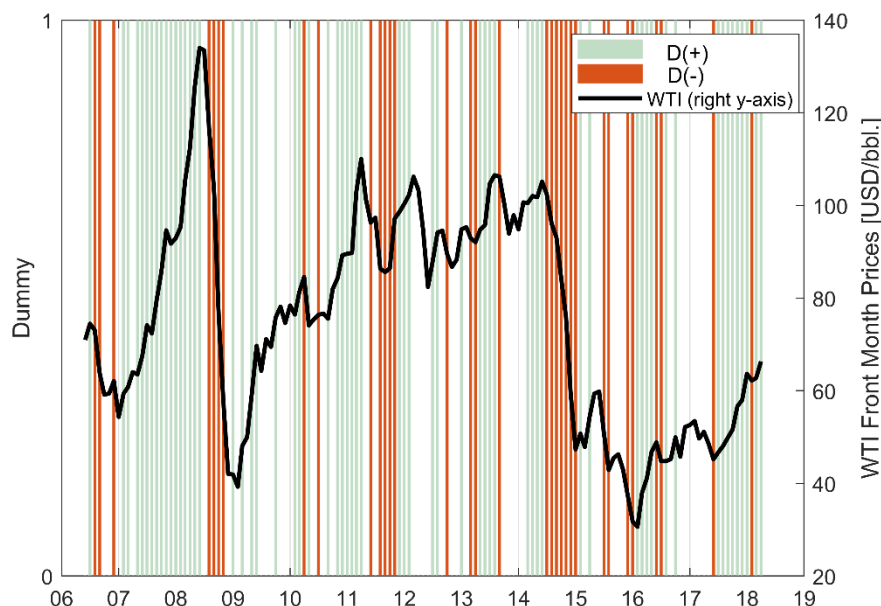


Abbildung 69: Dummies für preiserhöhende D(+) sowie preissenkende Ereignisse D(-) im Vergleich zu den Ölpreisentwicklungen, Quelle: Monatliche Ölmarktberichte der Internationalen Energiebehörde sowie eigene Recherche, siehe Tabelle 5 in Kapitel 6.

**Globale Konjunktur:** Zur Erfassung der globalen Wirtschaftslage werden die monatlichen Daten der OECD-Organisation über die Industrieproduktion der OECD-Länder plus die von sechs Schwellenländern, nämlich China, Indien, Russland, Brasilien, Indonesien und Südafrika, verwendet. Diese Daten wurden in 7.1.2 bereits vorgestellt (siehe Abbildung 35 und Abbildung 70). Da in dem CVAR-Ansatz die Identifikation der Langzeit-Determinanten der Ölpreise im Vordergrund steht, wird diese Variable ( $IP_t$ : für Industrial Production) in das Modell zur Berücksichtigung des Einflusses der globalen Wirtschaftslage auf den Ölmarkt, in langfristiger Hinsicht, mitaufgenommen.

**Globaler Aktienmarkt:** Um zu überprüfen, ob zwischen dem Ölmarkt und dem globalen Aktienmarkt ein langfristiger Zusammenhang besteht, werden die monatlichen Mittelwerte des MSCI-World-Indexes zur Abbildung der Entwicklung des globalen Aktienmarktes in das CVAR-Modell aufgenommen. Der MSCI-World-Index wird von dem US-amerikanischen Finanzdienstleister MSCI veröffentlicht und bildet die Entwicklung von 1.600 Aktien aus 23 Industrieländern ab (siehe MSCI Ref.1). Die Abbildung 70 vergleicht den MSCI-World-Index mit den Industrieproduktionsdaten der OECD-Länder plus die von sechs Schwellenländern China, Indien, Russland, Brasilien, Indonesien und Südafrika als Proxy für die Weltwirtschaftslage.

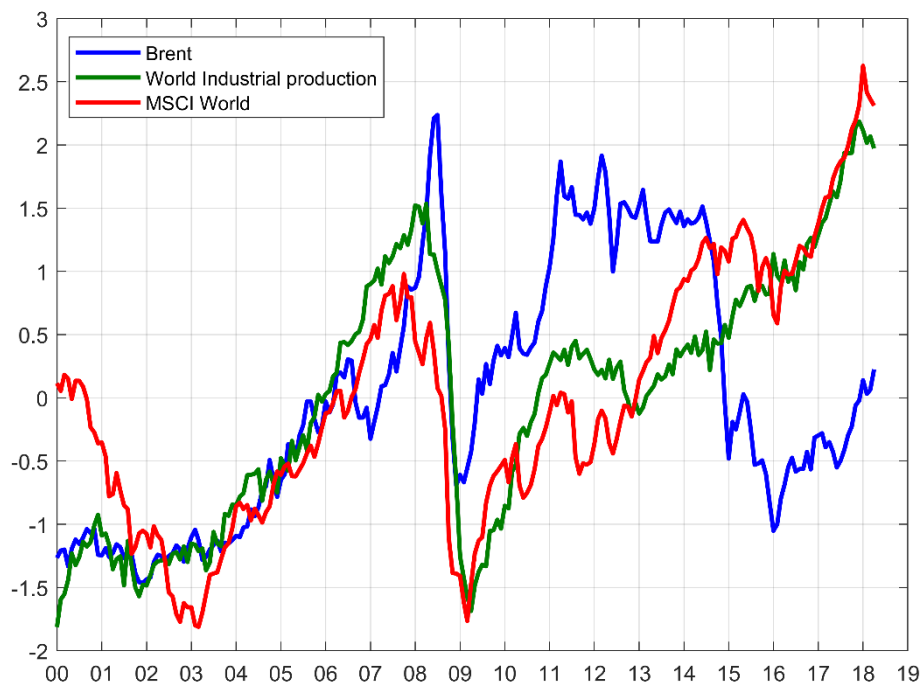


Abbildung 70: Standardisierte Zeitreihen über die Industrieproduktion der OECD-Länder plus China, Indien, Russland, Brasilien, Indonesien und Südafrika als World Industrial Production, Brent Frontmonatspreise sowie MSCI World Index, Datenquellen: OECD sowie Thomson Reuters

#### 9.4.5.2 VAR-X-Modell: Untersuchung der monatlichen Fluktuationen der Ölpreise

Im Gegensatz zu den vielen wissenschaftlichen Studien zum Thema Spekulation auf dem Ölmarkt, in denen die fundamentalen Faktoren des Ölmarktes bei einer Kausalitätsanalyse nicht oder mangelhaft mitberücksichtigt werden (siehe Literaturübersichten in 8.1 und 9.3), erfolgt die Ölpreismodellierung hier mit einer Berücksichtigung von Variablen, welche die wichtigsten fundamentalen Informationen des Ölmarktes beinhalten. In diesem Abschnitt liegt die Forschungsfrage darin, welche Parameter die monatlichen Fluktuationen der Ölpreise kausal beeinflussen.

Im Zusammenhang mit der Spekulation wird hier die folgende **Hypothese** aufgestellt:

- Die monatlichen Schwankungen der Ölpreise werden zusätzlich zu den Versorgungs- und Nachfragedaten des globalen Ölmarktes auch durch Spekulation kausal beeinflusst.

Wie in den letzten Abschnitten diskutiert, wird die Spekulation in dieser Arbeit als Anteile der Positionen der spekulativen Marktteilnehmer Swap Dealers, Money Managers und Other-Reportables am Gesamt-Open-Interest des Öfterminmarktes definiert. Da die Anteile der Positionen dieser Händler am Open-Interest an der NYMEX höher sind als die an der ICE (siehe Abbildung 63), wird im Folgenden der Einfluss der Spekulation an der NYMEX auf die WTI-Preise untersucht. Für eine Kausalitätsuntersuchung wird im Folgenden ein VAR-X-Modell wie folgt eingesetzt:

$$Y_t = A.Y_{t-1} + B.X_t + u_t$$

Die Matrizen  $Y_t$  und  $X_t$  präsentieren jeweils die endogenen und exogenen Variablen.  $A$  und  $B$  sind die Koeffizientenmatrizen und  $u_t$  beinhaltet die Residuen der VAR-Gleichungen. In Anlehnung an die oben aufgestellte Hypothese, werden die Zeitreihen (in monatlichen Differenzen) für die Ölpreise, die Spekulation sowie der globale Nachfrageüberhang als endogene Parameter des Modells gewählt, um die Kausalitätsrichtungen zwischen ihnen zu identifizieren. Weitere Parameter wie die monatlichen Differenzen des US-Dollar-Indexes sowie die im Kapitel 6 zur Event-Analyse vorgestellten Markt Ereignisse (als Dummy Variablen) werden als exogene Einflussparameter in die VAR-Gleichungen aufgenommen. Ein VAR(1)-X-Modell mit den oben genannten Variablen kann wie folgt geschrieben werden:

$$\begin{bmatrix} \Delta WTI_t \\ ED_t \\ \Delta POI_t \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} a_{11,t-1} & a_{12,t-1} & a_{13,t-1} \\ a_{21,t-1} & a_{22,t-1} & a_{23,t-1} \\ a_{31,t-1} & a_{32,t-1} & a_{33,t-1} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta WTI_{t-1} \\ ED_{t-1} \\ \Delta POI_{t-1} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} b_{11,t} & b_{12,t} & b_{13,t} \\ b_{21,t} & b_{22,t} & b_{23,t} \\ b_{31,t} & b_{32,t} & b_{33,t} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Delta USD_t \\ D_t^+ \\ D_t^- \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} u_{1,t} \\ u_{2,t} \\ u_{3,t} \end{bmatrix}$$



Die Koeffizienten  $a_{ij,t-1}$  stellen den Einfluss des Vormonatswerts der endogenen Variable  $j$  auf die endogenen Variablen  $i$  im Zeitpunkt  $t$  dar, während die Koeffizienten  $b_{ij,t}$  den Einfluss des aktuellen Wertes der exogenen Variablen  $j$  auf die endogenen Variablen  $i$  im aktuellen Monat, Zeitpunkt  $t$ , präsentieren. Mit dem obigen Modell wird aus ökonomischer Sicht die Hypothese aufgestellt, dass die monatlichen Fluktuationen der Ölpreise langfristig betrachtet von Angebot, Nachfrage sowie Spekulation bestimmt werden, während die Marktereignisse sowie die monetären Entwicklungen die Ölpreise nur im laufenden Monat beeinflussen. Die Aufnahme der Zeitreihe  $ED_t$  mit einem Monat Lag in die Gleichung der Ölpreise kann damit begründet werden, dass die Daten über das globale Ölangebot und die Nachfrage mit einem Monat Verzögerung veröffentlicht und dem Markt bereitgestellt werden. Der Verlauf dieser Zeitreihe im Vergleich zu den monatlichen Ölpreisbewegungen, welche in Abbildung 68 zu sehen sind, bestätigt diese zeitliche Verzögerung. Die Abbildung 71 und Abbildung 72 zeigen die untersuchten Zeitreihen in Absolutwerten sowie in standardisierter Form.

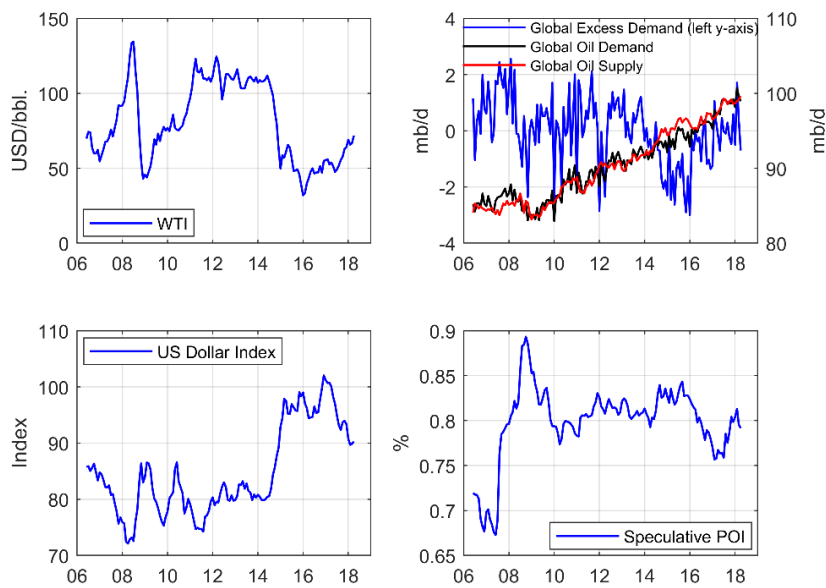


Abbildung 71: Die im VAR-X-Modell zu untersuchenden stetigen Variablen in Absolutwerten

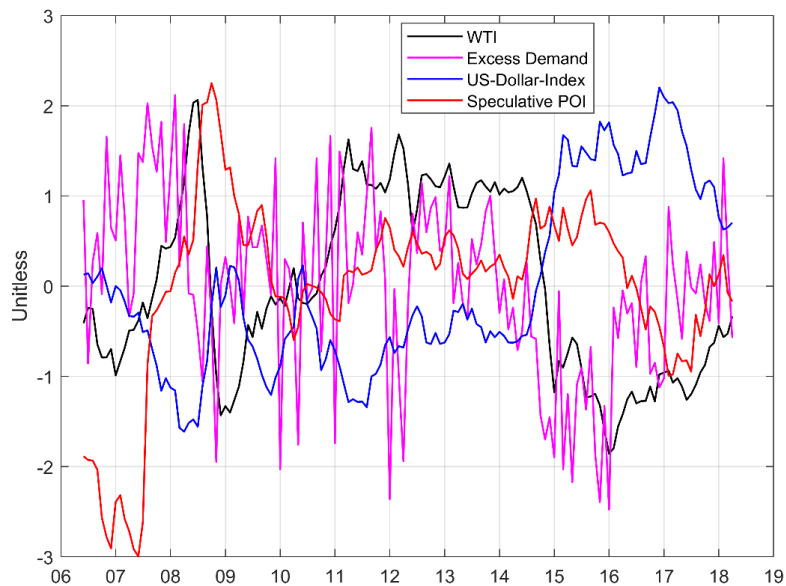


Abbildung 72: Die im VAR-X-Modell zu untersuchenden stetige Zeitreihen in standardisierter Form

### Überprüfung der Modellierungsvoraussetzungen:

Um die Problematik der Invertierung von Matrizen mit unterschiedlichen Einheiten und großen Zahlen zu vermeiden (siehe Ansari und Kaufmann 2019), werden alle stetige Zeitreihen: WTI-Preise, US-Dollar-Index und die prozentualen Anteile der spekulativen Marktteilnehmer am Gesamt-Open-Interest zuerst standardisiert und dann deren monatliche Differenzen gebildet  $[\Delta WTI_t, \Delta POI_t, \Delta USD_t]$  (Die Standardisierung erfolgt durch:  $\frac{y_t - \mu}{\sqrt{\sigma^2}}$ , wo  $y_t$  die zu untersuchende Zeitreihe ist,  $\mu$  und  $\sqrt{\sigma^2}$  jeweils der arithmetische Mittelwert und die Standardabweichung der Zeitreihe  $y_t$  sind). Die Variable Nachfrageüberhang wird als Differenz der Nachfrage- und Angebotsdaten in Absolutwerten gebildet und dann standardisiert. Es wird keine Differenzen über die Variable Nachfrageüberhang gebildet, daher  $ED_t$  (ohne Delta). Da die VAR-Modelle die Stationarität der untersuchten Variablen voraussetzen, wird hier mit Hilfe von Augmented-Dickey-Fuller Test die Stationarität der in VARX-Modell aufgenommenen stetigen Zeitreihen untersucht. Tabelle 17 zeigt die Testergebnisse. Wie die Tabelle zeigt, kann bei allen Zeitreihen die Null-Hypothese, dass die Zeitreihe nicht stationär wäre, abgelehnt werden. Somit ist die Voraussetzung einer VAR-Modellierung mit den Zeitreihen  $\Delta WTI_t$ ,  $ED_t$ ,  $\Delta POI_t$  und  $\Delta USD_t$  erfüllt.

Für die Auswahl der Lag-Länge wird das Bayessche Informationskriterium (BIC) herangezogen. Wie in Abbildung 73 zu sehen ist, weist ein VAR(1)-X-Modell den niedrigsten BIC-Wert auf. Aus diesem Grund werden die Zusammenhänge mit einer Lag-Länge von 1 untersucht.

Time Series	stat	cValue	pValue
$\Delta WTI_t$	-7.1889	-1.9428	1.0000e-03*
$ED_t$	-7.7761	-1.9428	1.0000e-03*
$\Delta POI_t$	-8.6754	-1.9428	1.0000e-03*
$\Delta USD_t$	-8.7851	-1.9428	1.0000e-03*

*Test statistics reject the null hypothesis at \*1% level*

Tabelle 17: Augmented Dickey-Fuller-Testergebnisse zur Stationaritätsüberprüfung der Zeitreihen in VARX-Modell (Software: Econometrics Toolbox Matlab 2016b)

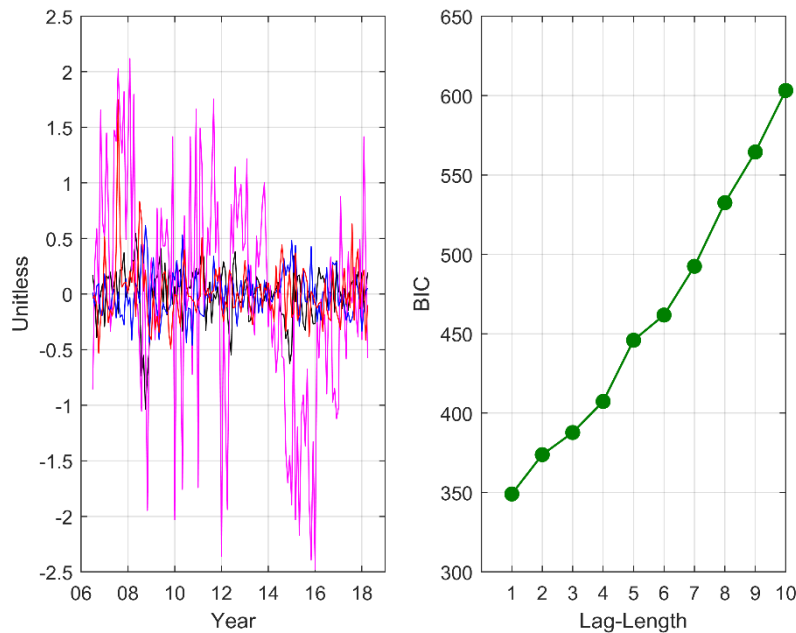


Abbildung 73: **Linkes Diagramm:** Die Zeitreihen  $\Delta WTI_t$ ,  $ED_t$ ,  $\Delta POI_t$  und  $\Delta USD_t$  **Rechtes Diagramm:** BIC-Informationskriterium zur Untersuchung der Lang-Länge des VAR(p)-X-Modells

### Modellergebnisse und Diskussion:

Tabelle 18 präsentiert die Modellergebnisse. Die hohe Signifikanz des Koeffizienten  $a_{11,t-1}$  weist auf eine Autokorrelation der Ölpreise hin. Das positive Vorzeichen dieses Koeffizienten zeigt, dass ein steigender oder fallender Trend (im Durchschnitt) zwei aufeinanderfolgende Monate anhält. Dies kann daran liegen, dass die fundamentale Lage des Ölmarktes sich (oft) nicht schnell ändert und Verunsicherungen wie geopolitische Unruhen oder Marktsituationen wie Über- oder Unterversorgung des Marktes über einen Monat hinaus die Marktstimmung beeinflussen. Der Koeffizient  $a_{12,t-1}$  erfasst den Einfluss des Nachfrageüberhangs auf die Ölpreisveränderungen. Die statistische Signifikanz dieses Koeffizienten bestätigt die Hypothese, dass das Angebot-Nachfrage-Gleichgewicht die Ölpreise kausal beeinflusst. Das positive Vorzeichen dieses Koeffizienten deutet darauf hin, dass ein Nachfrageüberhang bzw. Angebotsverknappung steigende Preise verursacht, während eine Überversorgung zu fallenden Preisen führt. Der Koeffizient  $a_{13,t-1}$  zeigt den Einfluss der Spekulation auf die

Ölpreise. Für diesen Koeffizienten kann keine statistische Signifikanz festgestellt werden. Damit kann die am Anfang dieses Abschnitts aufgestellte Hypothese abgelehnt werden, dass Spekulation die Ölpreise kausal beeinflusst. Erst mit einem Konfidenzniveau von 15% kann diese Variable als statistisch signifikant für Ölpreisveränderung betrachtet werden. Das negative Vorzeichen dieses Koeffizienten zeigt weiterhin, dass die Spekulanten in Zeiten fallender Preise in den Markt einsteigen und damit die benötigte Liquidität für die Absicherungen auf dem Markt bereitstellen, während in Marktphasen steigender Preise, die Aktivitäten der Verbraucher/Produzenten auf dem Markt die Führung übernehmen und die Spekulanten ihren Anteil am Gesamt-Open-Interest abbauen.  $a_{21,t-1}$  erfasst den Einfluss der Ölpreise auf das Angebot-Nachfrage-Gleichgewicht. Für diesen Koeffizienten kann keine statistische Signifikanz festgestellt werden. Dies stimmt mit der in der Wissenschaft gut erforschten Tatsache überein, dass die Ölnachfrage sehr geringe (kurzfristige) Preiselastizität besitzt und/oder die Ölversorgung nicht prompt (innerhalb eines Monats) auf die Preiserhöhungen oder Preisverfälle reagiert. Das negative Vorzeichen dieses Koeffizienten jedoch bestätigt, dass hohe Ölpreise negativ auf die Nachfrage bzw. positiv auf das Angebot wirken, während geringe Ölpreise die Nachfrage positiv beeinflussen bzw. die Versorgung reduzieren lassen.

	<i>Value</i>	<i>Standard Error</i>	<i>T-Statistic</i>	<i>Signif</i>
$a_{11,t-1}$	0.204208305	0.063700766	3.20574	0.00168176*
$a_{21,t-1}$	-0.066687289	0.346291390	-0.19258	0.84758071
$a_{31,t-1}$	0.304608436	0.097718017	3.11722	0.00223134*
$a_{12,t-1}$	0.029537375	0.015008734	1.96801	0.05111589
$a_{22,t-1}$	0.338099434	0.081590783	4.14384	0.00005993*
$a_{32,t-1}$	0.024410473	0.023023643	1.06024	0.29093088
$a_{13,t-1}$	-0.072795327	0.053239514	-1.36732	0.17379800
$a_{23,t-1}$	0.185697503	0.289421719	0.64162	0.52221066
$a_{33,t-1}$	0.315947378	0.081670284	3.86857	0.00016961*
$b_{11,t}$	-0.369343618	0.074294480	-4.97135	0.00000198*
$b_{21,t}$	-1.013030841	0.403881148	-2.50824	0.01331755*
$b_{31,t}$	0.247258986	0.113968946	2.16953	0.03179330*
$b_{12,t}$	0.119010547	0.021189518	5.61648	0.00000011*
$b_{22,t}$	0.143762694	0.115190887	1.24804	0.21417716
$b_{32,t}$	-0.014352905	0.032505067	-0.44156	0.65951480
$b_{13,t}$	-0.161888608	0.030970107	-5.22725	0.00000064*
$b_{23,t}$	-0.113241173	0.168360320	-0.67261	0.50234381
$b_{33,t}$	0.046898390	0.047508650	0.98715	0.32533273

*Test statistics reject the null hypothesis at the \*5% level.*

Tabelle 18: Ergebnisse des VAR(1)-X-Modells (Software: Econometrics Toolbox Matlab 2016b)

Die hohe statistische Signifikanz des Koeffizienten  $a_{22,t-1}$  bestätigt eine Autokorrelation der Zeitreihe für den Nachfrageüberhang. Die Autokorrelation zusammen mit dem positiven Vorzeichen des Koeffizienten deutet darauf hin, dass die Marktsituation eines Nachfrageüberhangs oder einer Überversorgung (im Durchschnitt) länger als einen Monat dauert bzw. dass die Produktion nicht kurzfristig (innerhalb eines Monats) auf die Nachfrageänderungen reagiert. Der Koeffizient  $a_{23,t-1}$  beschreibt den Einfluss der Spekulation auf das Angebot-Nachfrage-Gleichgewicht. Wie erwartet kann für diesen Koeffizienten keine statistische Signifikanz festgestellt werden. Der Koeffizient  $a_{31,t-1}$ , welcher den Einfluss der Ölpreise auf die Spekulation darstellt, weist eine hohe statistische Signifikanz auf. Das positive Vorzeichen dieses Koeffizienten liefert einen empirischen Beweis dafür, dass die Ölpreise die Spekulation treiben (Granger-Kausalität) und nicht umgekehrt, denn die Gegenhypothese, dass die Spekulation die Ölpreise treibt, wie oben diskutiert, kann abgelehnt werden (für  $a_{13,t-1}$  kann keine statistische Signifikanz festgestellt werden). Weitere Schätzergebnisse für die Koeffizientenmatrix  $A$  des VAR-X-Modelles zeigen, dass die Zeitreihe des Nachfrageüberhangs keinen statistisch signifikanten Einfluss auf die Spekulation ausübt ( $a_{32,t-1}$  nicht signifikant) und die Spekulationszeitreihe Autokorrelation besitzt ( $a_{33,t-1}$  statistisch signifikant).

Die Ergebnisse für die Koeffizientenmatrix  $B$  lassen die folgenden Schlussfolgerungen zu: Der Koeffizient  $b_{11,t}$  präsentiert den Einfluss des US-Dollar-Index auf die Ölpreise. Die hohe Signifikanz dieses Koeffizienten, zusammen mit dem negativen Vorzeichen, bestätigt zunächst die Korrelationsanalyse, die im 7.2.3 vorgestellt wurde, und zudem lässt sie auch die Aussage zu, dass die US-Dollar-Stärke die Ölpreise kausal in negativer Richtung beeinflusst. Somit sollten die Ölpreise in Zeiten starken (schwachen) US-Dollars fallen (steigen). Der Koeffizient  $b_{12,t}$  stellt den Einfluss der Dummy-Variable  $D_t^+$  auf die Ölpreise dar. Diese Variable erfasst die Marktereignisse, aus denen eine Preiserhöhung erwartet werden kann. Das hohe Signifikanzniveau sowie das positive Vorzeichen dieses Koeffizienten bestätigen, dass die Ölpreise durch Unsicherheiten aufgrund von politischen Unruhen in den ölreichen Regionen, Naturkatastrophen oder Ängsten um weitere/tiefere Ausfälle getrieben werden. Ähnliche Rückschlüsse lässt auch der Koeffizient  $b_{13,t}$  zu, nämlich, dass Ereignisse wie Finanzkrisen, Unruhen in den wichtigsten Ölabnehmerländer (wie China) oder Aussagen der OPEC-Großproduzenten (wie Saudi-Arabien), die auf eine (bewusste) Überversorgung hindeuten, die Ölpreise negativ beeinflussen (siehe 4.4).  $b_{21,t}$  beschreibt den Einfluss des US-Dollar-Indexes auf die Zeitreihe „Nachfrageüberhang“. Die hohe Signifikanz dieses Koeffizienten mit einem negativen Vorzeichen bestätigt die ökonomischen Auswirkungen der Dollar-Entwicklungen auf die Ölnachfrage und zwar dahingehend, dass ein starker (schwacher) US-Dollar die Kaufkraft

der Verbraucher reduziert (erhöht) und damit die Ölnachfrage negativ (positiv) beeinflusst. Die Schätzergebnisse für  $b_{22,t}$  und  $b_{23,t}$  legen nahe, dass die fundamentalen Ölmarktereignisse keinen Einfluss auf den US-Dollar-Index ausüben. Der Koeffizient  $b_{31,t}$  liefert einen Hinweis darauf, dass die US-Dollar-Entwicklungen die Investition der Spekulanten in den Ölmarkt mit positivem Vorzeichen statistisch signifikant beeinflussen. Ein möglicher Grund für diese Beziehung könnte sein, dass in Zeiten hoher Nachfrage nach US-Dollar (im Vergleich zu anderen internationalen Währungen) mehr ausländisches Geld in US-Dollar gewechselt und bei den Hedge-Fonds oder Banken angelegt wird, was zu einer Erhöhung der Positionen der spekulativen Marktteilnehmer auf dem Ölmarkt führt. Und schließlich zeigen die Koeffizienten  $b_{32,t}$  und  $b_{33,t}$ , dass keine Granger-Kausalität von den Ölmarktereignissen in Richtung der Positionen der Spekulanten festgestellt werden kann.

Die Ergebnisse des VAR(1)-X-Modelles oben liefern statistisch signifikante Ergebnisse, dass die Spekulation nicht die Ölpreise treibt, sondern die Granger-Kausalität in der Gegenrichtung besteht, nämlich dass die Ölpreise die Positionen der spekulativen Händler treiben. Die Modellergebnisse zeigen, dass die Ölpreise von den fundamentalen Faktoren des Ölmarktes bestimmt werden, wie Angebot und Nachfrage, Ereignisse wie politische Unruhen, Naturkatastrophen oder angespannte Versorgungslagen wegen Unsicherheiten über Pipeline- oder Produktions-Verfügbarkeiten. Auch die Entwicklungen des US-Dollar-Indexes üben einen statistisch signifikanten Einfluss auf die Ölpreise aus.

**Überprüfung der Modellgüte:** Um die Modellanpassung zu untersuchen, werden im Folgenden die Residuen der Gleichungen des obigen VARX-Modells auf Autokorrelation getestet. Die Ergebnisse des Ljung-Box Q Tests zeigen, dass die Residuen der ersten Gleichung, welche die Entwicklung der Ölpreise abbildet, keine Autokorrelation aufweisen. Dies bestätigen auch die Ergebnisse der Autokorrelationsanalyse in Abbildung 74. Aus diesem Grund können die obigen Interpretationen für die Koeffizienten  $a_{11,t-1}$ ,  $a_{12,t-1}$ ,  $a_{13,t-1}$ ,  $b_{11,t}$ ,  $b_{12,t}$  und  $b_{13,t}$ , nämlich die Einflüsse der berücksichtigten erklärenden Variablen auf die Ölpreisentwicklungen, als verlässlich betrachtet werden. Nur für die Residuen der zweiten Gleichung (zur Abbildung der globalen Ölnachfrage) wird die Null-Hypothese, dass die Residuen dieser Gleichung keine Autokorrelation besitzen, verworfen. Auch die Autokorrelationsanalyse in Abbildung 74 bestätigt, dass noch Autokorrelationen in den Residuen der zweiten Gleichung vorhanden sind. Es wird für die Lag-Länge 12 eine statistische Signifikanz festgestellt. Dies legt eine jährliche Saisonalität für die Zeitreihe der globalen Ölnachfrage nahe, was durch eine Aufnahme von  $ED_{t-12}$  als exogene Variable in die zweite Gleichung behoben werden kann. Die Ergebnisse der Autokorrelationsanalyse der quadrierten Residuen aller drei Gleichungen liefern keine starken Hinweise auf

Heteroskedastizität (siehe Abbildung 75). Des Weiteren weisen die Residuen der Gleichungen keine großen Korrelationen miteinander auf (siehe Tabelle 19 b). Aus diesen Gründen kann das aufgestellte VARX-Modell insgesamt als ein geeignetes Modell zur Abbildung und Beschreibung der Ölpreisentwicklungen betrachtet werden.

a) *Ljung-Box Q-Test*

	<b>stat</b>	<b>cValue</b>	<b>pValue</b>
$\varepsilon_1$	17.9278	31.4104	0.5922
$\varepsilon_2$	112.1039	31.4104	8.1046e-15**
$\varepsilon_3$	21.7701	31.4104	0.3531

*Test statistics reject the null hypothesis (no autocorrelation) at the \*\*1% levels.*

b) *Covariance\Correlation Matrix of Residuals: variances on the diagonal, the covariances below the diagonal and the correlations above the diagonal*

	$\varepsilon_1$	$\varepsilon_2$	$\varepsilon_3$
$\varepsilon_1$	0.026272393	0.04209214	-0.20102663
$\varepsilon_2$	0.006011705	0.776414615	0.15434432
$\varepsilon_3$	-0.008101832	0.033815616	0.061824356

Tabelle 19: a) Ljung-Box Q-Testergebnisse für Autokorrelation der Residuen Gleichungen des VARX-Modelles  
b) Kovarianz\Korrelations-Matrix der Residuen des VARX-Modelles

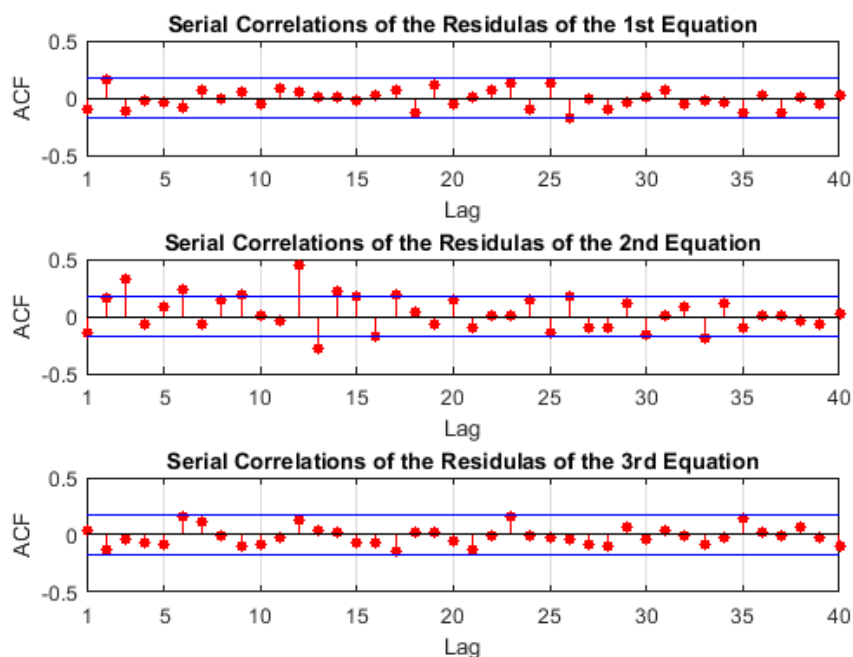


Abbildung 74: Überprüfung der Residuen der Gleichungen des VARX-Modells auf Autokorrelation

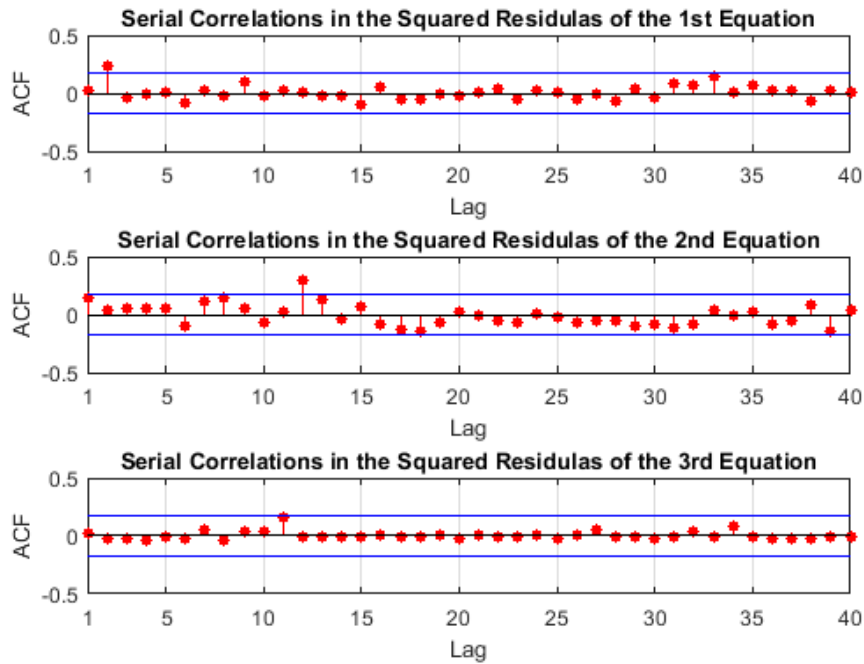


Abbildung 75: Autokorrelationsprüfung der quadrierten Residuen der Gleichungen des VARX-Modells zur Untersuchung der Heteroskedastizität

#### 9.4.5.3 CVAR-Modell: Untersuchung der langfristigen Ölpreisentwicklungen

In diesem Abschnitt wird der Frage nachgegangen, ob es zwischen der Spekulation und den Ölpreisen ein langfristiger Zusammenhang besteht. Die Forschungsfrage liegt also darin, welche Faktoren die Ölpreise in einem langfristigen Zusammenhang bestimmen und welche Parameter eher für die kurzfristigen Schwankungen der Ölpreise verantwortlich sind. Es wird daher die folgende **Hypothese** aufgestellt:

- Die Ölpreise werden sowohl in ihren kurzfristigen Schwankungen als auch im langfristigen Zusammenhang von der Spekulation bestimmt und getrieben.

Um die obige Hypothese zu untersuchen wird ein CVAR-Modell (Cointegrated VAR) herangezogen. Um die Determinanten der Ölpreise in einem langfristigen Zusammenhang zu identifizieren, werden die folgenden Variablen in die Untersuchung aufgenommen:



- WTI-Frontmonatspreise  $OIL_t$ <sup>57</sup>
- Globale Ölnachfrage:  $D_t$
- Globales Ölangebot:  $S_t$
- Globale Industrieproduktion:  $IP_t$
- Globaler Aktienmarktindex MSCI-World:  $MSCI_t$
- US-Dollar-Index:  $USD_t$
- Spekulation:  $POI_t$

Da bei dem CVAR-Ansatz das Forschungsinteresse in der Identifizierung der langfristigen Determinanten des Ölmarktes liegt, wird bei der Berücksichtigung der Variablen  $IP_t$  und  $MSCI_t$  überprüft, ob und wie die Weltkonjunkturlage sowie die Entwicklungen auf dem globalen Aktienmarkt bei der Ölpreisbildung eine Rolle spielen und ob zwischen diesen und den Ölpreisen ein langfristiger Zusammenhang vorliegt. Es wird das CVAR-Modell wie folgt dargestellt<sup>58</sup>:

$$\Delta Y_t = \alpha \beta' Y_{t-1} + A \Delta Y_{t-1} + u_t$$

wo  $\Delta Y_t$  ist ein  $p \times 1$  Vektor der untersuchten Variablen ( $p$  steht für die Anzahl der Variablen);  $\alpha$  ist ein  $p \times r$  Vektor für die Korrekturterme ( $r$  stellt den Rang des Modells dar),  $\beta'$  ein  $r \times p$  Vektor für die Parameter der Kointegrationsgleichungen ist,  $A$  ( $p \times p$ ) die Regressionskoeffizienten beinhaltet und  $u_t$  ( $p \times 1$ ) die Residuen der Gleichungen präsentiert. Der Vektor  $\beta'$  stellt die langfristigen Beziehungen zwischen den untersuchten Variablen dar. Da die Idee bei einem Fehlerkorrekturmodell (CVAR) darin liegt, dass zwischen den untersuchten Variablen langfristige Beziehungen (in Höhe von  $r$ ) bestehen und die Zeitreihen sich um diese Gleichungen herum langfristig entwickeln; wird durch die (Korrektur-)Parameter im Vektor  $\alpha$  sichergestellt, dass die Abweichungen von den langfristigen Beziehungen korrigiert werden.

Um die Problematik mit unterschiedlichen Einheiten und der Invertierung von Matrizen mit großen Zahlen zu vermeiden, werden alle oben vorgestellten Zeitreihen zunächst standardisiert. Abbildung 76 zeigt die standardisierten Zeitreihen:

---

<sup>57</sup> Da die weiteren Variablen die globalen Daten darstellen, werden die Preise der Ölsorte Brent als Benchmark für die globalen Ölpreise in die Untersuchung aufgenommen.

<sup>58</sup> Für CVAR-Modelle siehe: Juselius 2006

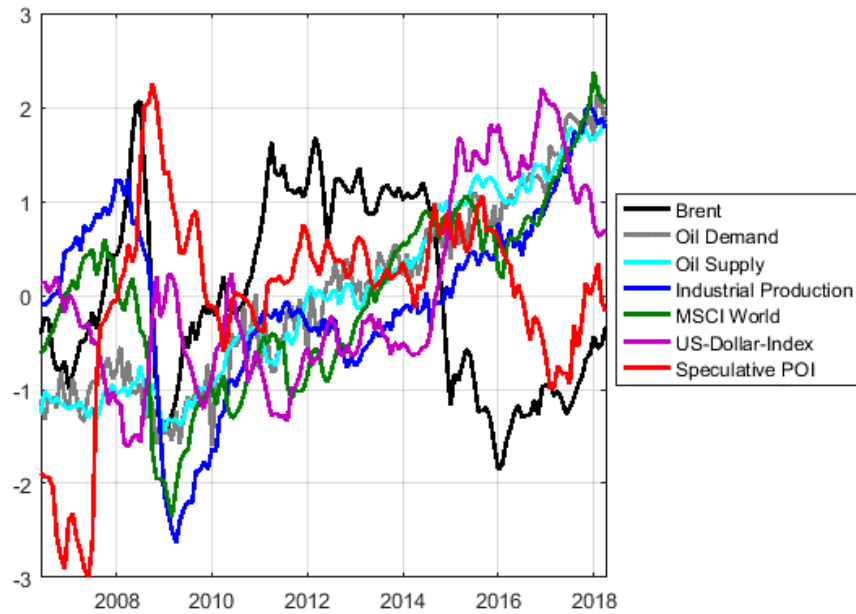


Abbildung 76: Standardisierte in das CVAR-Modell aufgenommene Zeitreihen

Um den Rang des vorgestellten CVAR-Modells zu identifizieren, wird ein Johansen-Kointegrations-Test (Trace-Test) eingesetzt. Die Tabelle 20 präsentiert die Testergebnisse. Wie die Testergebnisse zeigen, kann die Hypothese, dass es gar keine langfristige Beziehung zwischen den Variablen gibt, abgelehnt werden ( $174.436 \neq 111.676$ ). Die Hypothese, dass zwei Kointegrationsgleichungen existieren, wird nicht angenommen (denn  $60.102 \approx 59.961$ ). Anhand der Testergebnisse kann ein Kointegrationsrang von 1 für das CVAR-Modell gewählt werden.

p-r	r	Eig.Value	Trace	Trace*	Frac95	P-Value	P-Value*
7	0	0.347	174.436	158.890	111.676	0.000	0.000
6	1	0.319	114.298	102.119	83.820	0.000	0.001
5	2	0.156	60.102	50.093	59.961	0.049	0.264
4	3	0.131	36.182	30.346	40.095	0.120	0.342
3	4	0.077	16.378	14.537	24.214	0.358	0.498
2	5	0.035	5.096	4.503	12.282	0.552	0.633
1	6	0.001	0.145	0.124	4.071	0.773	0.792

Tabelle 20: Johansen-Kointegrations-Testergebnisse zur Identifikation des Ranges des CVAR-Modells  
(Software: CATS Cointegration Analysis, RATS 9.10)

Anschließend wird untersucht, welche Variablen zu der Kointegrationsgleichung gehören (over-identifying restrictions on  $\beta$ ). Es wird dafür die Hypothese aufgestellt, dass  $\beta^{IP} = \beta^{MSCI} = \beta^{POI} = 0$ . Ein Bartlett-Correction Trace-Test mit Testergebnissen  $\chi^2(4) = 7.264$  [0.064]

bestätigt, dass diese Hypothese nicht abgelehnt werden kann (mit einem Signifikanzniveau von 5%). Dies zeigt, dass die Ölpreise in langfristiger Hinsicht von den Ölnachfrage und Ölangebotsdaten sowie von der der Stärke des US-Dollar bestimmt werden. Somit besteht kein langfristiger Zusammenhang zwischen der Spekulation und den Ölpreisen. Im weiteren Verlauf wird überprüft, welche Parameter auf die Abweichungen von der Kointegrationsgleichung reagieren (over-identifying restrictions on  $\alpha$ ). Es wird die Hypothese aufgestellt, dass  $\alpha^{IP} = \alpha^{MSCI} = \alpha^{USD} = \alpha^{POI} = 0$ . Anhand der Ergebnisse des Bartlett Correction Trace Testes  $\chi^2(7) 9.464 [0.221]$  kann diese Hypothese nicht abgelehnt werden. Folglich kann das CVAR-Modell mit den oben identifizierten Restriktionen wie folgt dargestellt werden:

$$\begin{bmatrix} \Delta OIL_t \\ \Delta D_t \\ \Delta S_t \\ \Delta IP_t \\ \Delta MSCI_t \\ \Delta USD_t \\ \Delta POI_t \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \alpha_1(OIL_{t-1} + \beta_1 D_{t-1} + \beta_2 S_{t-1} + \beta_3 USD_{t-1}) + a_{11} \Delta OIL_{t-1} + a_{12} \Delta D_{t-1} + a_{13} \Delta S_{t-1} + a_{14} \Delta IP_{t-1} + a_{15} \Delta MSCI_{t-1} + a_{16} \Delta USD_{t-1} + a_{17} \Delta POI_{t-1} + u_{1,t} \\ \alpha_2(OIL_{t-1} + \beta_1 D_{t-1} + \beta_2 S_{t-1} + \beta_3 USD_{t-1}) + a_{21} \Delta OIL_{t-1} + a_{22} \Delta D_{t-1} + a_{23} \Delta S_{t-1} + a_{24} \Delta IP_{t-1} + a_{25} \Delta MSCI_{t-1} + a_{26} \Delta USD_{t-1} + a_{27} \Delta POI_{t-1} + u_{2,t} \\ \alpha_3(OIL_{t-1} + \beta_1 D_{t-1} + \beta_2 S_{t-1} + \beta_3 USD_{t-1}) + a_{31} \Delta OIL_{t-1} + a_{32} \Delta D_{t-1} + a_{33} \Delta S_{t-1} + a_{34} \Delta IP_{t-1} + a_{35} \Delta MSCI_{t-1} + a_{36} \Delta USD_{t-1} + a_{37} \Delta POI_{t-1} + u_{3,t} \\ a_{41} \Delta OIL_{t-1} + a_{42} \Delta D_{t-1} + a_{43} \Delta S_{t-1} + a_{44} \Delta IP_{t-1} + a_{45} \Delta MSCI_{t-1} + a_{46} \Delta USD_{t-1} + a_{47} \Delta POI_{t-1} + u_{4,t} \\ a_{51} \Delta OIL_{t-1} + a_{52} \Delta D_{t-1} + a_{53} \Delta S_{t-1} + a_{54} \Delta IP_{t-1} + a_{55} \Delta MSCI_{t-1} + a_{56} \Delta USD_{t-1} + a_{57} \Delta POI_{t-1} + u_{5,t} \\ a_{61} \Delta OIL_{t-1} + a_{62} \Delta D_{t-1} + a_{63} \Delta S_{t-1} + a_{64} \Delta IP_{t-1} + a_{65} \Delta MSCI_{t-1} + a_{66} \Delta USD_{t-1} + a_{67} \Delta POI_{t-1} + u_{6,t} \\ a_{71} \Delta OIL_{t-1} + a_{72} \Delta D_{t-1} + a_{73} \Delta S_{t-1} + a_{74} \Delta IP_{t-1} + a_{75} \Delta MSCI_{t-1} + a_{76} \Delta USD_{t-1} + a_{77} \Delta POI_{t-1} + u_{7,t} \end{bmatrix}$$

Die Tabelle 21 präsentiert die Modellierungsergebnisse. Die hohe Signifikanz der Kointegrationskoeffizienten  $\beta_1$ ,  $\beta_2$  und  $\beta_3$  zeigt, dass die Ölpreise langfristig von den Nachfrage- und Angebotsdaten sowie von der US-Dollar-Stärke bestimmt werden. Da bei einer CVAR-Modellierung die Annahme gilt, dass der Langzeitwert der Kointegrationsgleichung null beträgt, bestätigt das negative Vorzeichen des Koeffizienten  $\beta_1$  die Hypothese, dass es zwischen der Ölnachfrage und den Ölpreisen einen positiven langfristigen Zusammenhang gibt (also je höher (weniger) die Ölnachfrage, desto höher (niedriger) die Ölpreise). Das positive Vorzeichen des Koeffizienten  $\beta_2$  liefert den Beweis dafür, dass die Ölversorgung und die Ölpreise einen negativen langfristigen Zusammenhang besitzen. Des Weiteren zeigt das positive Vorzeichen von  $\beta_3$ , dass die US-Dollar-Entwicklungen langfristig die Ölpreise negativ beeinflussen - ein steil steigender (fallender) US-Dollar-Index wird fallende (steigende) Ölpreise verursachen.

<b>Coefficients</b>	<b>Value</b>	<b>t-statistic</b>	<b>Coefficients</b>	<b>Value</b>	<b>t-statistic</b>
$\alpha_1$	-0.030	-2.775*	$a_{41}$	0.121	1.642
$\alpha_2$	0.047	4.292*	$a_{42}$	0.002	0.030
$\alpha_3$	-0.013	-2.399*	$a_{43}$	0.202	1.606
$\beta_1$	-9.361	-6.963*	$a_{44}$	0.059	0.737
$\beta_2$	8.714	6.104*	$a_{45}$	0.331	3.407*
$\beta_3$	1.062	2.968*	$a_{46}$	0.027	0.327
$a_{11}$	0.336	3.525*	$a_{47}$	0.012	0.233
$a_{12}$	-0.094	-1.142	$a_{51}$	0.055	0.734
$a_{13}$	0.017	0.106	$a_{52}$	0.042	0.654
$a_{14}$	0.022	0.211	$a_{53}$	0.126	0.988
$a_{15}$	0.082	0.648	$a_{54}$	-0.007	-0.090
$a_{16}$	-0.016	-0.147	$a_{55}$	0.201	2.039*
$a_{17}$	-0.069	-1.005	$a_{56}$	-0.093	-1.093
$a_{21}$	-0.125	-1.287	$a_{57}$	0.003	0.053
$a_{22}$	-0.331	-3.954*	$a_{61}$	-0.099	-1.163
$a_{23}$	0.087	0.527	$a_{62}$	-0.024	-0.325
$a_{24}$	0.238	2.257*	$a_{63}$	-0.001	-0.009
$a_{25}$	0.079	0.613	$a_{64}$	0.050	0.535
$a_{26}$	-0.259	-2.344*	$a_{65}$	-0.184	-1.627
$a_{27}$	0.013	0.189	$a_{66}$	0.187	1.918**
$a_{31}$	0.056	1.120	$a_{67}$	-0.061	-0.982
$a_{32}$	-0.038	-0.892	$a_{71}$	0.301	2.617*
$a_{33}$	-0.044	-0.514	$a_{72}$	0.011	0.113
$a_{34}$	0.057	1.054	$a_{73}$	0.075	0.382
$a_{35}$	0.015	0.234	$a_{74}$	0.010	0.083
$a_{36}$	0.101	1.787	$a_{75}$	-0.223	-1.468
$a_{37}$	-0.009	-0.262	$a_{76}$	-0.059	-0.449
			$a_{77}$	0.307	3.685*

Test statistic reject the null hypothesis at \*5% and \*\*10% level

Tabelle 21: Ergebnisse des CVAR-Modells (Software: CATS Cointegration Analysis, RATS 9.10)

Für den Koeffizienten  $a_{17}$ , welcher den Einfluss der Spekulation auf die Ölpreise erfasst, kann keine Signifikanz gefunden werden. Im Gegensatz dazu weist  $a_{71}$  eine hohe Signifikanz und ein positives Vorzeichen auf. Diese Ergebnisse stimmen mit denen aus der VAR-X-Analyse im letzten Abschnitt überein. Die beiden Tatsachen, dass Spekulation zum einen aus der Kointegrationsgleichung entfernt werden darf und zum anderen für den Koeffizient  $a_{17}$  keine Signifikanz festgestellt werden kann, liefern empirischen Beweis dafür, dass die am Anfang diesen Abschnittes aufgestellte Hypothese, dass Spekulation sowohl in kurzfristiger als auch in langfristiger Sicht die Ölpreise kausal beeinflusst, abgelehnt werden kann. Die hohe Signifikanz des Koeffizienten  $a_{24}$  mit einem positiven Vorzeichen (während für den Koeffizienten  $a_{42}$  keine Signifikanz festgestellt werden kann), lässt die Schlussfolgerung zu, dass die globale Industrieproduktion die globale Nachfrage nach Öl kausal treibt. Da ein Anstieg oder Verfall in der globalen Industrieproduktion im Monat  $t$  die Ölnachfrage erst im Monat  $t + 1$  beeinflusst (während die Ölpreise im Monat  $t$  auf die Abweichungen der

Nachfrage von dem langfristigen Supply-Demand-Gleichgewicht in  $t - 1$  reagieren), lässt sich feststellen, dass die Veränderungen in der globalen Wirtschaftslage mit einem Zeitverzug von 2 Monaten auf die Ölpreise auswirken. Des Weiteren zeigen die hohe Signifikanz sowie das negative Vorzeichen des Koeffizienten  $a_{26}$ , dass ein starker (schwacher) US-Dollar im Vergleich zu den leitenden Währungen die Kaufkraft der Ölkonsumenten reduziert (erhöht) und damit sinkende (steigende) globale Ölnachfrage verursacht. Eine weitere wichtige ökonomische Schlussfolgerung, die sich aus den Modellergebnissen ableiten lässt, lautet: die Entwicklungen auf dem globalen Aktienmarkt die globale Industrieproduktion kausal beeinflussen und nicht umgekehrt. Denn der Koeffizient  $a_{45}$  zeigt eine hohe Signifikanz auf, während für  $a_{54}$  keine Signifikanz gefunden werden kann. Das positive Vorzeichen des  $a_{45}$  deutet auf einen positiven Zusammenhang hin. D.h. also steigende (fallende) Trends auf dem Aktienmarkt die globale Wirtschaft positiv (negativ) beeinflussen<sup>59</sup>. Die Kausalitätsbeziehung zwischen dem globalen Aktienmarkt, globaler Konjunkturlage sowie der globalen Nachfrage nach Öl (nach CVAR-Modell oben) lautet:  $MSCI_t \rightarrow IP_{t+1} \rightarrow D_{t+2} \rightarrow OIL_{t+3}$ . Dies kann ein Teil der negativen Korrelation zwischen dem MSCI-World-Index und den Ölpreisen in 2Q2008 erklären.

Die Ergebnisse des CVAR-Modells oben liefern neue Erkenntnisse über den Zusammenhang zwischen den untersuchten fundamentalen Variablen. Wie oben erwähnt, liefert das obige Modell keine statistisch signifikanten Ergebnisse, dass Spekulation die Ölpreise weder kurzfristig noch in einem langfristigen Zusammenhang kausal beeinflusst.

**Überprüfung der Modellgüte:** Im Folgenden werden ausführliche Tests auf die Residuen der Gleichungen des oben aufgestellten CVAR-Modells angewendet, um die Modellgüte zu untersuchen. Die Ergebnisse der multivariablen Korrelationsanalyse zeigen, dass einige Residuen mit einander korreliert sind (siehe Tabelle 22, Testergebnisse unter 1.2.). Da anhand der Ergebnisse der ARCH-Tests (siehe Tabelle 22, Testergebnisse unter 1.3) auch eine multivariable Heteroskedastizität (mit einem Konfidenzniveau von 10%) nicht ausgeschlossen werden kann, könnte man die Residuen des CVAR-Modells mit einem multivariablen GARCH-Modell abbilden.

---

<sup>59</sup> Dies kann in einem separaten CVAR-Modell mit zwei Zeitreihen  $IP$  und  $MSCI$  bestätigt werden. In so einem CVAR-Modell kann gezeigt werden, dass der  $MSCI$  aus der Kointegrationsgleichung der beiden Zeitreihen nicht entfernt werden kann,  $\beta^{MSCI} \neq 0$ , während er auf die Abweichungen aus dieser Langfristbeziehung nicht reagiert,  $\alpha^{MSCI} = 0$  (Schwache Exogenität). Dies bestätigt, dass der  $MSCI$  die  $IP$  führt und nicht umgekehrt.

## 1. Multivariate Statistics of the Residuals:

### 1.1. Residual's Standard Errors (S.E.) and Cross-Correlations:

		$u_1$ (Oil)	$u_2$ (D)	$u_3$ (S)	$u_4$ (IP)	$u_5$ (MSCI)	$u_6$ (USD)	$u_7$ (POI)
S.E.		0.2102496	0.2145947	0.1103960	0.1617941	0.1641616	0.1881319	0.2564752
Correlations	$u_1$ (Oil)	1.000						
	$u_2$ (D)	0.126	1.000					
	$u_3$ (S)	-0.110	0.330	1.000				
	$u_4$ (IP)	0.047	0.068	0.069	1.000			
	$u_5$ (MSCI)	0.490	-0.052	-0.107	0.119	1.000		
	$u_6$ (USD)	-0.443	-0.041	0.226	-0.022	-0.290	1.000	
	$u_7$ (POI)	-0.263	0.091	0.027	0.086	-0.300	0.190	1.000

### 1.2. Tests for Autocorrelation (P-values in brackets):

Ljung-Box(35):	ChiSqr(1659) = 2041.579 [0.000]
LM(1):	ChiSqr(49) = 82.522 [0.002]
LM(2):	ChiSqr(49) = 70.080 [0.026]

### 1.3. Test for Normality (P-value in bracket): ChiSqr(14) = 91.767 [0.000]

### 1.4. Test for ARCH (P-values in brackets):

LM(1):	ChiSqr(784) = 844.467 [0.066]
LM(2):	ChiSqr(1568) = 1652.538 [0.067]

## 2. Univariate Statistics of the Residuals (P-values in brackets):

	Mean	Std. Dev	Skewness	Kurtosis	Maximum	Minimum
$u_1$ (Oil)	0.001	0.210	-0.438	4.092	0.595	-0.789
$u_2$ (D)	0.024	0.215	-0.374	2.638	0.474	-0.545
$u_3$ (S)	0.021	0.110	-0.051	2.676	0.332	-0.272
$u_4$ (IP)	0.002	0.162	-0.455	4.537	0.451	-0.581
$u_5$ (MSCI)	0.011	0.164	-1.268	6.641	0.345	-0.782
$u_6$ (USD)	0.008	0.188	0.056	3.791	0.538	-0.624
$u_7$ (POI)	0.012	0.256	1.742	11.615	1.576	-0.515

	ARCH(2)	Normality	R-Squared
$u_1$ (Oil)	11.03 [0.004]	7.937 [0.019]	0.264
$u_2$ (D)	0.621 [0.733]	6.038 [0.049]	0.403
$u_3$ (S)	1.020 [0.601]	0.292 [0.864]	0.047
$u_4$ (IP)	1.860 [0.395]	11.974 [0.003]	0.194
$u_5$ (MSCI)	0.310 [0.856]	26.991 [0.000]	0.092
$u_6$ (USD)	19.79 [0.000]	5.527 [0.063]	0.126
$u_7$ (POI)	0.165 [0.921]	43.456 [0.000]	0.152

Tabelle 22: Testergebnisse zur Untersuchung der Residuen des CVAR-Modells (Software: CATS Cointegration Analysis, RATS 9.10)

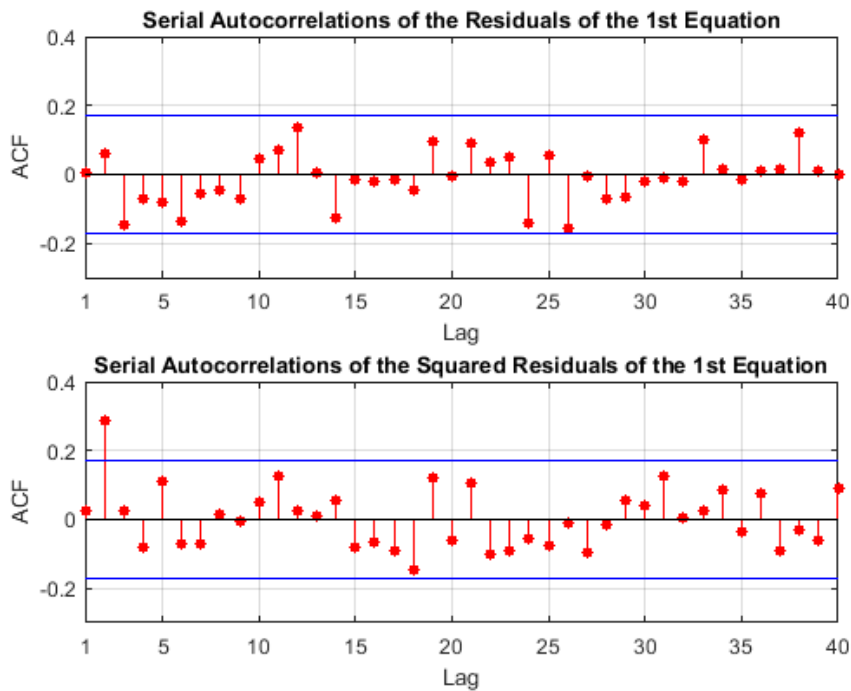


Abbildung 77: Überprüfung der standardisierten Residuen der ersten Gleichung des CVAR-Modelles auf Autokorrelation

Die Residuen der ersten Gleichung, welche die Ölpreisentwicklungen abbildet, weisen weder Autokorrelationen noch Heteroskedastizität auf (vgl. Abbildung 77 sowie Tabelle 22, Testergebnisse unter 2). Aus diesem Grund können die ökonometrischen Schlussfolgerungen in dem CVAR-Modell über die Einflüsse der berücksichtigten Variablen auf die Ölpreisentwicklungen als verlässlich betrachtet werden.

**Zusammenfassung:** In diesem Kapitel wurde die Forschungsfrage, ob Spekulation für die Ölpreisentwicklungen verantwortlich gemacht werden kann, untersucht. Zunächst wurde der Begriff Spekulation definiert. Dabei wurde Spekulation als Marktanteile der Teilnehmer der Ölterminmärkten definiert, deren Positionen nicht einer Absicherung eines physischen ölgebunden Geschäftes dienen, sondern aus finanziellen Motiven eingegangen werden. Im nächsten Schritt wurden die wöchentlich, öffentlich verfügbaren Händlerpositionsberichte (COT Reports) der US-Rohstoffterminmarktaufsichtsbehörde (CFTC) über die Positionen der Händler an dem Rohstoffterminmarkt NYMEX sowie die COT Daten der Aufsichtsstelle der ICE vorgestellt und die Händlerkategorisierungen dort kritisch diskutiert (die Händlerpositionen an der ICE wurden noch in keiner wissenschaftlichen Studie untersucht). Dabei wurden in diesem Kapitel die Positionen der Swap Dealers, welche hauptsächlich aus großen Banken bestehen, zusätzlich zu den Positionen der Händlergruppen Money Managers und Other-Reportables, als spekulative Positionen betrachtet (CFTC gruppiert diese Marktteilnehmer als nicht spekulative Händler). Anschließend wurde auf die signifikanten Informationsdefizite dieser Berichte hingewiesen: Die wöchentlichen COT-Berichte der CFTC stellen lediglich

Momentaufnahmen dar, denn sie zeigen die Händlerpositionen, die auf Schlusskursbasis an jedem Dienstag beobachtet wurden. So kann anhand dieser wöchentlichen Daten nicht festgestellt werden, ob zwischen zwei Diensten die Händlerpositionen die Ölpreise getrieben haben oder umgekehrt. Des Weiteren liefern die COT-Berichte keine Informationen über die Fristigkeiten der eingegangenen Terminkontrakte. So wurde in diesem Kapitel die Notwendigkeit einer Bereitstellung von Daten höherer Granularität und Auflösung für bessere Analysen hervorgehoben (der Antrag des Autors der vorliegenden Arbeit bei der CFTC auf zur Verfügungstellung hochaufgelöster Daten wurde im Februar 2018 abgelehnt). Im weiteren Verlauf wurden die Marktanteile der spekulativen Ölländer an den beiden Öfterminmärkten NYMEX und ICE untersucht. Es wurde festgestellt, dass die spekulativen Ölländer ihre Marktanteile in Zeiten fallender Preise aufbauen und umgekehrt. Anschließend wurden zwei empirische Modelle zur Untersuchung des Einflusses der Spekulation auf die Ölpreise eingesetzt. Zur Überprüfung der Hypothese, ob Spekulation (Marktanteile der spekulativen Ölhändler) die monatlichen Veränderungen der Ölpreise erklären kann, wurde ein VAR-X-Modell eingesetzt, in dem neben der Zeitreihe zur Spekulation auch die fundamentalen Daten des Ölmarktes (Differenz der Daten über die globale Ölnachfrage und das Öangebot, US-Dollar-Index sowie die Ergebnisse der Event-Analyse als Dummy-Variablen) in die Modellierung aufgenommen wurden. Die Ergebnisse des VAR-X-Modells zeigen, dass keine Kausalität von Spekulation in Richtung Ölpreise festgestellt werden kann, während für den Einfluss der fundamentalen Variablen des Modells hohe statistische Signifikanz nachgewiesen werden kann. Abschließend wurde in einem CVAR-Modellierungsansatz die Hypothese untersucht, ob ein langfristiger Zusammenhang zwischen Spekulation und den Ölpreisen besteht. Da in dieser Analyse eine Identifikation der Langzeitdeterminanten der Ölpreise im Vordergrund steht, wurden zusätzlich zur Spekulation und den fundamentalen Daten des Ölmarktes auch der MSCI-World-Index als Indikator für die Entwicklungen auf dem globalen Aktienmarkt sowie die Industrieproduktionsdaten der OECD Länder einschließlich der sechs wichtigsten Schwellländer als Barometer der globalen Weltwirtschaft in die Modellierung mit aufgenommen. Die Ergebnisse des CVAR-Modells zeigen, dass die Ölpreise in langfristiger Sicht von Ölnachfrage, Öangebot sowie der US Dollar-Stärke bestimmt werden. Zwischen den Ölpreisen und Spekulation kann weder ein langfristiger noch ein kurzfristiger Zusammenhang gefunden werden.



## 10 Handelsmotiv der spekulativen Marktteilnehmer

In diesem Abschnitt der Arbeit wird eine Hypothese zur Erklärung des Handelsmotives bzw. der Positionsänderungen der spekulativen Marktteilnehmer des Ölterminmarktes aufgestellt und untersucht, die bis jetzt, nach bestem Wissen des Autors, noch in keiner anderen Studie diskutiert wurde:

- **Hypothese:** Die spekulativen Teilnehmer streben an, von den Rollrenditen (Rolling-Yields) zu profitieren. Damit besteht eine negative Korrelation zwischen den Net-Long-Positionen der spekulativen Teilnehmer und der Tiefe der Backwardation, so dass je tiefer die Backwardation (je niedriger die Preise der längerfristigen Kontrakte im Vergleich zu dem Spotpreis), desto höher die Net-Long-Positionen der spekulativen Marktteilnehmer.

Mit der Berücksichtigung der Net-Long-Positionen in der obigen Hypothese wird nach einem Hintergrund für ein exzessives „mehr kaufen“ (stark aufbauende positive Net-Long-Positionen) oder weniger „mehr kaufen“ (zurückgehende Net-Long-Positionen) gesucht. Um die obige Hypothese zu untersuchen, werden zunächst die Begriffe Forward-Kurve, Contango und Backwardation kurz erläutert.

In den vorangegangenen Kapiteln wurden, um Forschungsdefizite zu beheben, abweichend zum Großteil der Literatur, die drei Händlergruppen Swap Dealers, Money Managers und Other-Reportables als spekulative Marktteilnehmer eingestuft. Hingegen wird in diesem Kapitel die in der Literatur häufig benutzte Kategorisierung (Einstufung lediglich der zwei Händlergruppen Money Managers and Other Reportables als Marktspekulanten) verwendet, um die erworbenen Erkenntnisse aus der Korrelationsanalyse mit den bisherigen Ergebnissen der Literatur vergleichen zu können.

### 10.1 Forward-Kurve, Contango und Backwardation

**Forward-Kurve:** Die Forward-Kurve eines Rohstoffes zeigt die Preise der Terminkontrakte auf diesen Rohstoff mit verschiedenen Ausübungsterminen in der Zukunft (normalerweise in monatlicher Granularität). Eine Forward-Kurven ist, mit anderen Worten, eine Preiszeitreihe für Terminkontrakte mit fortschreitenden Laufzeiten. Die Abbildung 78 und Abbildung 79 präsentieren die monatlichen Mittelwerte der Spot- sowie Terminkontraktpreise für Brent und WTI an beiden Terminmärkten ICE und NYMEX mit bis zu 24 Monaten Laufzeiten.

**Contango:** In Zeiten, in denen die Preise der länger laufenden Terminkontrakte auf einen Rohstoff höher notieren als sein Spotpreis, liegt der Marktzustand **Contango** vor. Das lange

Ende der Forward-Kurve ist damit nach oben geneigt bzw. am kurzen Ende ist sie nach unten geneigt (siehe ein Beispiel in Abbildung 80). Contango deutet auf ein gegenwärtiges Überangebot und/oder geringe Nachfrage auf dem Spotmarkt hin und/oder es wird eine Verknappung bzw. höhere Nachfrage in den kommenden Monaten erwartet.

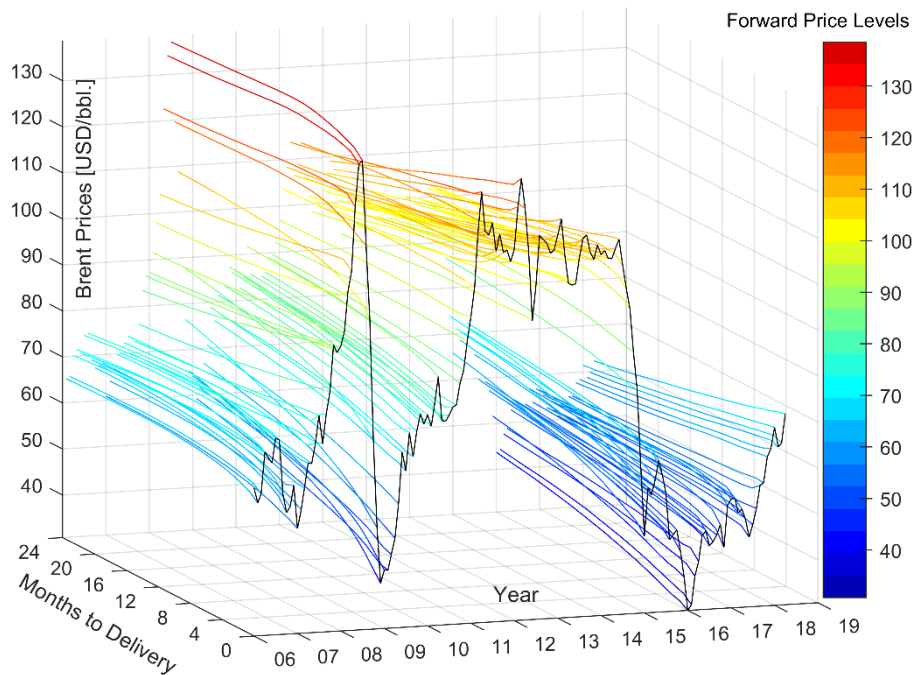


Abbildung 78: Brent Forward-Kurven (Monatliche Durchschnittspreise), die schwarze Kurve zeigt die Spotpreise, Datenquelle: ICE, Thomson Reuters

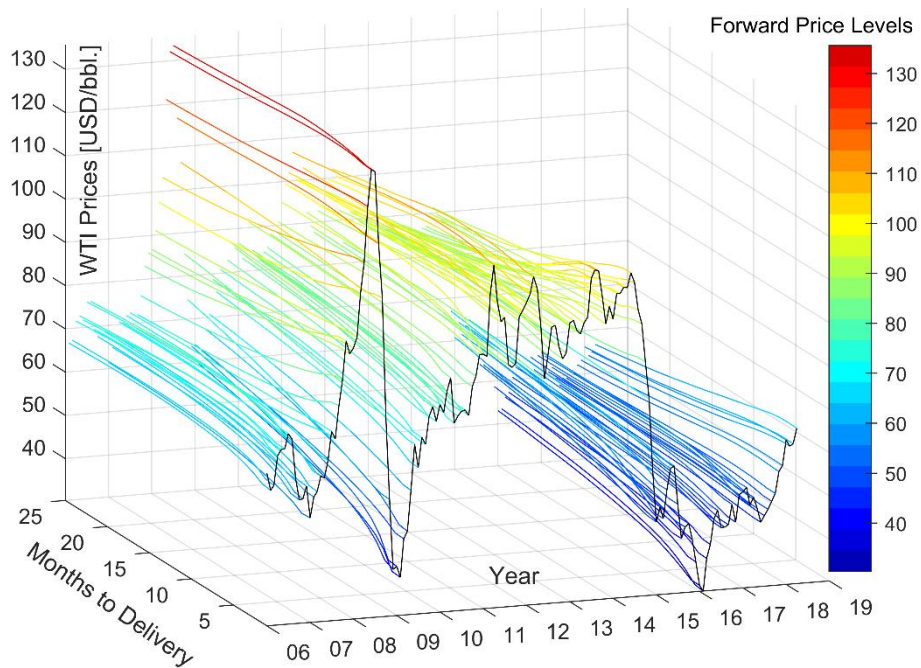


Abbildung 79: WTI Forward-Kurven (Monatliche Durchschnittspreise), die schwarze Kurve zeigt die Spotpreise, Datenquelle: NYMEX, Thomson Reuters

**Backwardation** ist eine Terminmarktsituation, in der der Spotpreis eines Rohstoffes höher liegt als die Kontraktpreise auf diesen Rohstoff für längere Liefertermine. Das lange Ende der Forward-Kurve ist damit nach unten geneigt bzw. das kurze Ende ist nach oben gerichtet (siehe ein Beispiel in Abbildung 80). In einer Backwardation-Situation liegt eine Angebotsverknappung und/oder ein Nachfrageüberhang auf dem Spotmarkt vor und/oder es herrscht auf dem Markt eine Versorgungsunsicherheit für die kurzfristigen Lieferungen. Der Markt rutscht z.B. schnell in einen Backwardation-Zustand, sobald in den Förderregionen politische Unruhen oder militärische Konflikte ausbrechen. In solchen Zeiten sind die Teilnehmer bereit, für eine schnelle Verfügbarkeit einen Aufpreis zu bezahlen (*Convenience Yield*).

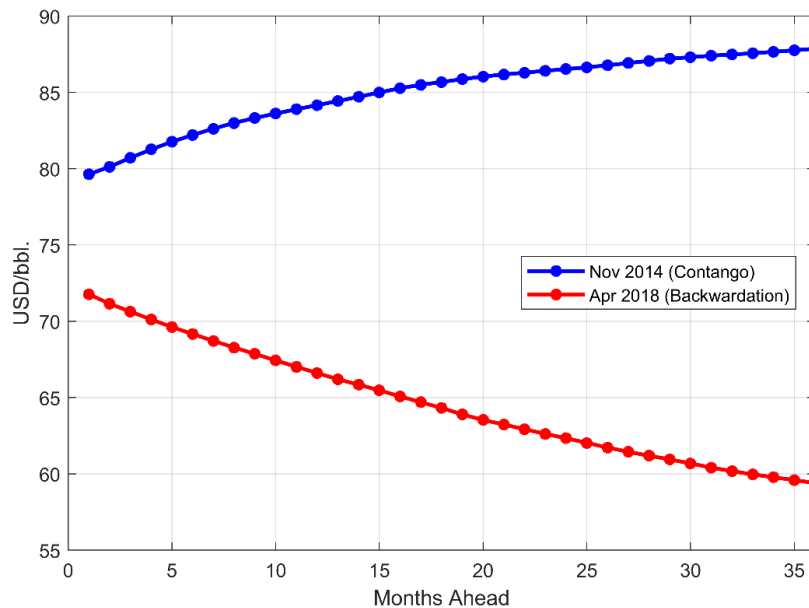


Abbildung 80: Beispiel für die Marktsituationen (reine) Backwardation und Contango anhand zweier Brent Forward-Kurven (monatliche Durchschnittspreise), Datenquelle: ICE

**Marktsituation im Juni 2008:** Wie in Abbildung 81 zu erkennen ist, lag der Ölmarkt im Juni 2008 am kurzen Ende in einer Contango-Situation. Wie in Kapitel 6 über die angespannte Versorgungslage im Juni 2008 gezeigt wurde, legt eine Contango-Situation zusätzlich nahe, dass es in diesem Zeitraum ausgeprägte Befürchtungen um intensivere Verknappungen sogar in den Folgemonaten gegeben hat. Normalerweise ist der Terminmarkt in Zeiten von Verknappungen auf dem Spotmarkt mit kurzfristiger Natur in einer Backwardation. Stark steigende Spotpreise, welche von noch höheren Preisen auf dem Terminmarkt für die Lieferungen in Folgemonaten begleitet werden, weisen auf eine sehr angespannte Versorgungslage und eine langfristig befürchtete Verknappung auf dem Markt hin.

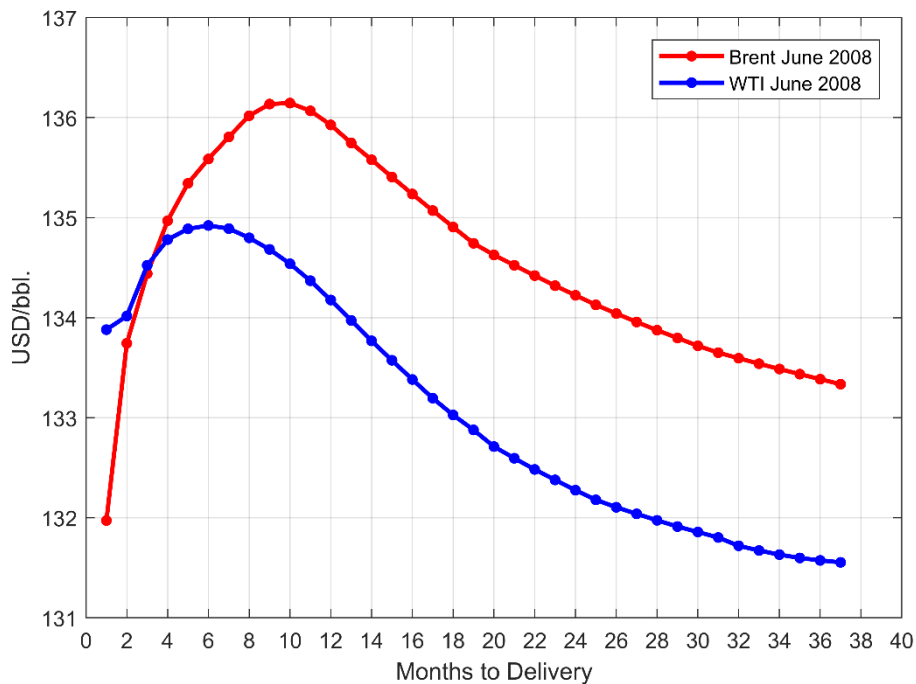


Abbildung 81: Forward-Kurven von Brent und WTI im Juni 2008, monatliche Mittelwerte, Datenquelle, NYMEX, ICE, Thomson Reuters

## 10.2 Rollrenditen

Der Rolling-Yield oder die Rollrendite bezeichnet den Ertrag, welchen ein Besitzer eines Terminkontraktes erhält, wenn der Ausübungstermin dieses Terminkontraktes um einen Monat näher rückt. Beispiel: ein Händler hat am 02.01.2018 einen Terminkontrakt auf WTI mit dem Liefertermin April 2018 gekauft. Angenommen, der Markt befindet sich in einer Backwardation-Situation mit einer Verknappung in den naheliegenden Monaten (am kurzen Ende der Forward-Kurve) im Vergleich zu den längerfristigen Monaten (langes Ende der Forward-Kurve). Da eine Änderung in der Versorgungslage des Marktes in der Regel einige Monate Zeit in Anspruch nimmt, kann der Spotpreis in Richtung April weiter steigen. Und weil die Spot- und die Terminpreise kointegriert sind (siehe Kaufmann und Ullman 2009), werden die Preise für den Terminkontrakt im April ebenfalls steigen je näher die Lieferung rückt. In einer Contango-Situation mit Überversorgung am kurzen Ende der Forward-Kurve können die Rollrenditen hingegen negativ ausfallen. Das Wort „Rollieren“ bezeichnet hier den Effekt, dass der April-Kontrakt am 02.01.2018 den M+4 Kontrakt darstellt, im Februar 2018 M+3 Kontrakt heißt und schließlich im März als Month-Ahead-Kontrakt (M+1) gehandelt wird. D.h. jeden Monat rollt der Liefertermin einen Monat nach vorne. Aus diesem Grund kann es für einen Finanzanleger attraktiv sein, in Zeiten tiefer Backwardation die Long-Positionen auf die längerfristigen Kontrakte zu erhöhen, um von den Rollrenditen zu profitieren. Je näher

allerdings der Liefertermin des Kontraktes rückt, steigen entsprechend auch die Volatilitäten (siehe Ansari und Kaufmann 2019).

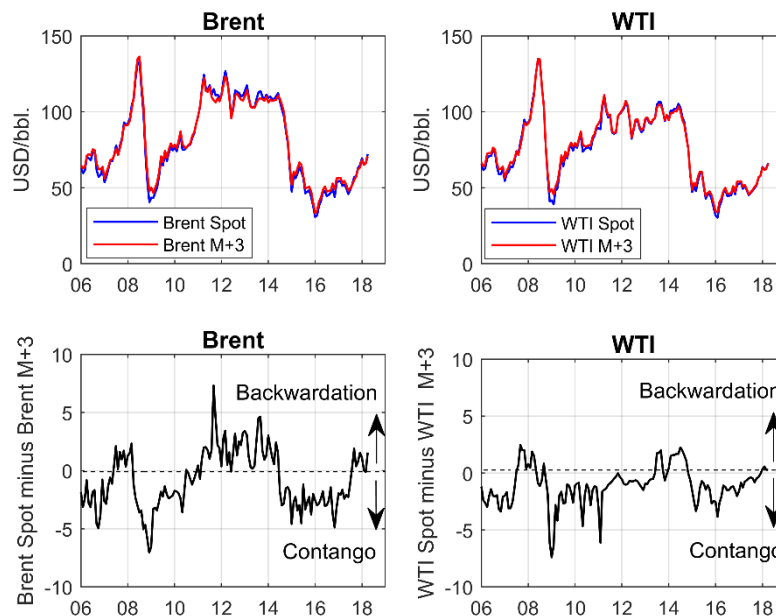


Abbildung 82: Spot-Preise im Vergleich zu den Preisen der Terminkontrakte mit Lieferung in drei Monaten (M+3) sowie die Preisdifferenzen (Datenquelle: ICE und NYMEX, Thomson Reuters)

### 10.3 Modellierung der Öl-Forward-Kurven

Um die Hypothese, dass eine negative Korrelation zwischen der Tiefe der Backwardation und den Net-Long-Positionen der spekulativen Ölterminmarktteilnehmer besteht, wird an dieser Stelle ein Modellierungsansatz zur Erfassung der Eigenschaften der Öl-Forward-Kurven vorgestellt. Anlehnend an Heidorn et al. 2015 wird hier das folgende Modell zur Modellierung der Öl-Forward-Kurven angewendet:

$$Y_t(T) = L_t + (1 - e^{-\lambda_t T})S_t + \left(\frac{1 - e^{-\lambda_t T}}{\lambda_t T} - e^{-\lambda_t T}\right)C_t, \quad \lambda_t > 0$$

in dem  $t$  der Handelstag ist,  $Y_t(T)$  der Preis für den Terminkontrakt zur Lieferung in  $T$ -Monaten nach  $t$  ist,  $T = 1 \dots n$  die zukünftigen Liefermonatstermine sind,  $\lambda_t$  ein Polynomparameter ist,  $L_t$  der Level der Forward-Kurve darstellt und als Mittelwert aller Terminkontraktpreise betrachtet werden kann,  $S_t$  die Neigung (Slope) der Forward-Kurve und damit die Marktsituation auffasst ( $S_t < 0$ : Backwardation,  $S_t > 0$ : Contango) und  $C_t$  die Krümmung (Curvature) der Forward-Kurve ausdrückt ( $C_t > 0$ : konkave Kurvenstruktur,  $C_t < 0$ : konvexe

Kurvenstruktur)<sup>60</sup>. Abbildung 83 zeigt die geschätzten Modellparameter  $L_t$ ,  $S_t$  sowie  $C_t$  für die Brent- und WTI-Forward-Kurven für  $T = 0 \dots 24$  für den Zeitraum Januar 2006 bis April 2018.

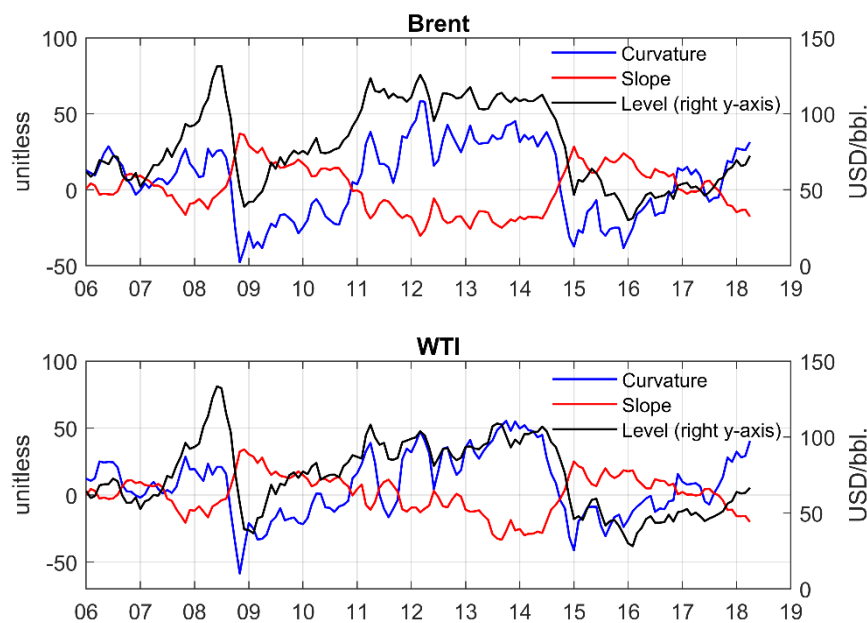


Abbildung 83: Ergebnisse der Modellierungen zu den Brent- und WTI-Forward-Kurven

Wie in der Abbildung oben zu erkennen ist, sind die Forward-Kurven für Brent und WTI zwischen der zweiten Hälfte 2007 bis Sommer 2008 in einer Backwardation-Situation gewesen ( $S_t < 0$ ). Die Backwardation in diesem Zeitraum deutet auf eine Verknappungssituation auf dem Spotmarkt hin. In den Kapiteln 4, 5 und 6 wurden die fundamentalen Ereignisse, welche zu dieser Verknappung führten, präsentiert und diskutiert. Die  $-4 < S_t < 0$  weisen auf eine gemischte Situation hin. Dabei ist die Kurve am kurzen Ende sehr steil in Contango, jedoch fällt sie danach (verglichen zu den nahfristigen Kontrakten) in Richtung einer Backwardation (siehe Abbildung 84 für die Brent-Kurve im Juli 2006). Um einen maximalen Modell-Fit zu erzielen, empfehlen die Autoren in Heidorn et al. 2015, den Polynomparameter  $\lambda_t$  bei 0,15 zu fixieren. Abbildung 84 zeigt die hohe Modellgüte am Beispiel vier historischer Handelsmonate. Wie dieser Abbildung entnommen werden kann, weist das Modell eine sehr hohe Güte auf. Daher wird die Zeitreihe  $S_t$  im weiteren Verlauf als Indikator für die Marktsituation (Contango oder Backwardation) herangezogen und für die Untersuchung der in diesem Kapitel aufgestellten Hypothese angewendet.

<sup>60</sup> Für mehr Diskussion über den Modellierungsansatz siehe Heidorn et al. 2015.

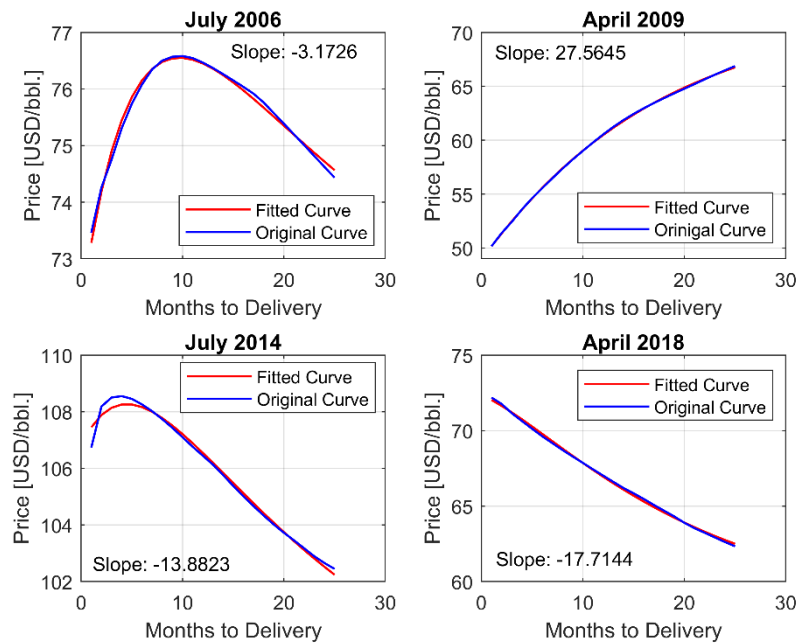


Abbildung 84: Überprüfung der Modellgüte des eingesetzten Ansatzes zur Modellierung der Öl-Forwardkurven am Beispiel Brent-Forward-Kurven

## 10.4 Korrelation zwischen den Net-Long-Positionen der Spekulanten und der Marktsituation

Die Überprüfung der Gültigkeit der Hypothese, dass eine negative Korrelation zwischen der Tiefe der Backwardation und den Net-Long-Positionen der spekulativen Ölterminmarktteilnehmer besteht, erfordert eine Korrelationsmodellierung, mit deren Hilfe das Zeichen der möglichen Korrelationen zwischen den Net-Long-Positionen der spekulativen Ölterminmarktteilnehmer und der Zeitreihe  $S_t$ , die Neigung der Forward-Kurven als Indikator für die Marktsituation, bestimmt werden kann. Um die historischen Korrelationsverhältnisse zu untersuchen, wird im Folgenden ein multivariates DCC-M-GARCH laut Engle 2002 aufgestellt (für den Aufbau eines Engle-DCC-M-GARCH(1,1)-Modells siehe Kapitel 2 zur Methodik). Im ersten Schritt werden die Zeitreihen auf Heteroskedastizität, die Voraussetzung für eine GARCH-Modellierung, getestet. Hierfür wird der Engle-ARCH Test verwendet, in dem die Nullhypothese überprüft wird, dass die Zeitreihe keine Heteroskedastizität aufweist. Tabelle 23 präsentiert die Engle-ARCH-Test-Ergebnisse. Die Engle-ARCH-Test-Ergebnisse bestätigen, dass die Zeitreihen (die ersten Differenzen der Neigung der Brent- und WTI-Forward-Kurven, als Indikator für die Marktsituation, sowie die ersten Differenzen der Summe der Net-Long-Positionen der Money Managers und Other-Reportables an der NYMEX sowie ICE) Heteroskedastizität aufweisen und damit für eine Modellierung mit GARCH-Prozessen geeignet sind.



	stat	cValue	pValue
$\Delta S_t$ (Brent)	4.5604	3.8415	0.0327*
$\Delta S_t$ (WTI)	10.2062	3.8415	0.0014**
$\Delta$ Net-Long (ICE)	11.1801	3.8415	8.2680e-04**
$\Delta$ Net-Long (NYMEX)	17.3718	3.8415	3.0735e-05**

Test statistics reject the null hypothesis at the \*\*1% and \*5% levels.

Tabelle 23: Engle-ARCH-Test-Ergebnisse zur Überprüfung der Heteroskedastizität

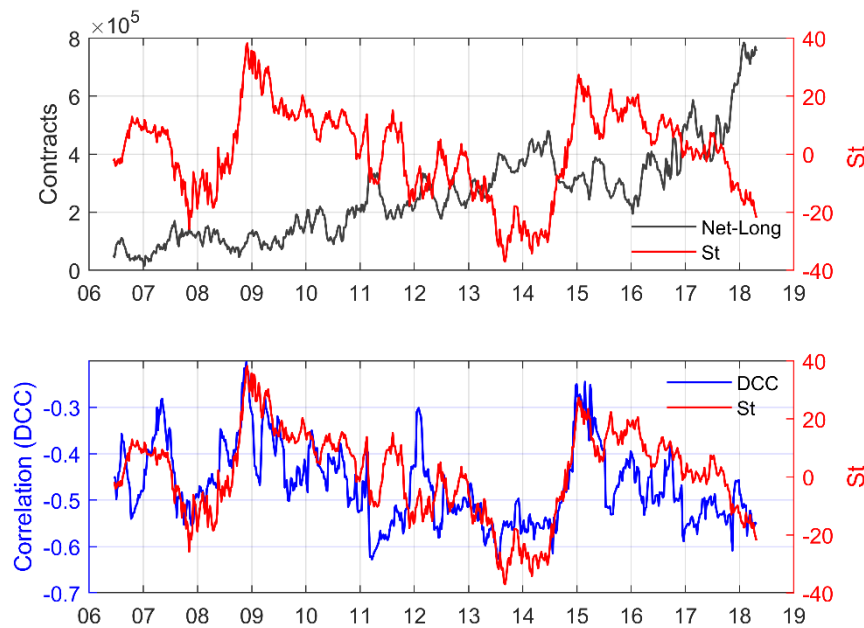


Abbildung 85: Gegenüberstellung von  $S_t$ -Werten für WTI-Forward-Kurven mit den Net-Long-Positionen von Money Managers und Swap Dealers an der NYMEX (oberes Diagramm) und den bedingten Korrelationen zwischen den wöchentlichen Veränderungen in den  $S_t$ -Werten für WTI-Forward-Kurven und den wöchentlichen Veränderungen in den Net-Long-Positionen von Money Managers und Other-Reportables an der NYMEX

	Value	Standard Error	T-Statistic	p-Value
$\mu_1$	-0.110779648	0.094180473	-1.17625	0.23949556
$\mu_2$	0.003226777	0.006886597	0.46856	0.63938487
$c_1$	0.173251955	0.080509925	2.15193	0.03140264**
$c_2$	0.000817700	0.000469862	1.74030	0.08180683*
$\lambda_1$	0.101509133	0.021728990	4.67160	0.00000299***
$\lambda_2$	0.074357419	0.021773987	3.41497	0.00063790***
$\theta_1$	0.880763037	0.025013275	35.21182	0.00000000***
$\theta_2$	0.907656737	0.026813719	33.85046	0.00000000***
$\alpha$	0.055676490	0.023862084	2.33326	0.01963441**
$\beta$	0.904360898	0.046802283	19.32301	0.00000000***

Test statistics reject the null hypothesis at the \*\*\*1%, \*\*5% and \*10% level.

Tabelle 24: Ergebnisse des Engle-DCC-M-GARCH(1,1) zur Modellierung der bedingten Korrelationen zwischen den wöchentlichen Veränderungen in den  $S_t$ -Werten für WTI-Forward-Kurven und den wöchentlichen Veränderungen in den Net-Long-Positionen von Money Managers und Other-Reportables an der NYMEX

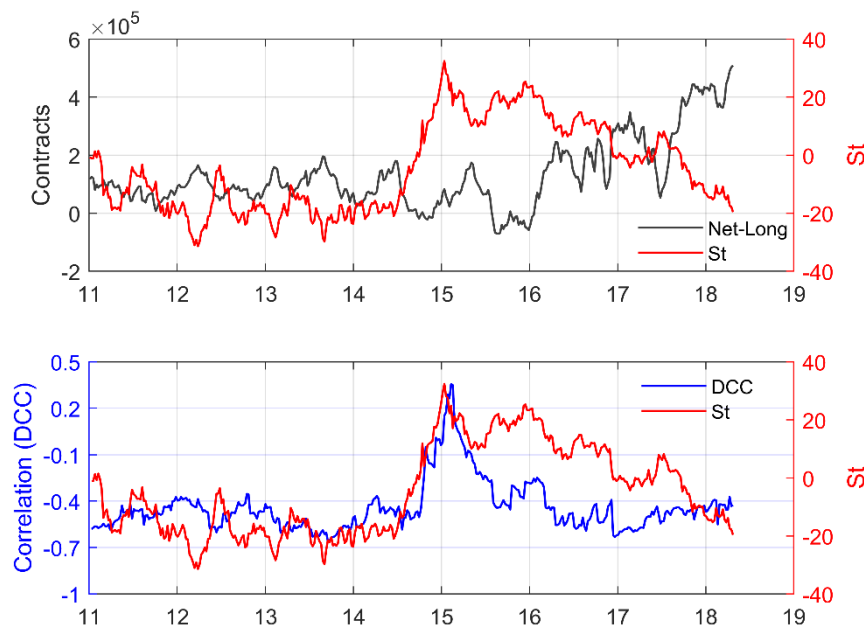


Abbildung 86: Gegenüberstellung von  $S_t$ -Werten für Brent-Forward-Kurven mit den: Net-Long-Positionen von Money Managers und Swap Dealers (oberes Diagramm) und den bedingten Korrelationen zwischen den wöchentlichen Veränderungen in den  $S_t$ -Werten für Brent-Forward-Kurven und den wöchentlichen Veränderungen in den Net-Long-Positionen von Money Managers und Other-Reportables an der ICE

	Value	Standard Error	T-Statistic	p-Value
$\mu_1$	-0.084268234	0.111376503	-0.75661	0.44928539
$\mu_2$	-0.003164964	0.00696669	-0.45430	0.64961365
$c_1$	0.211835964	0.222518370	0.95199	0.34110046
$c_2$	0.000050514	0.000133732	0.37773	0.70563431
$\lambda_1$	0.058417316	0.033690682	1.73393	0.08293033*
$\lambda_2$	0.045950433	0.012684096	3.62268	0.00029157***
$\theta_1$	0.907266931	0.060959770	14.88304	0.00000000***
$\theta_2$	0.955957318	0.013836499	69.08954	0.00000000***
$\alpha$	0.061242524	0.019726786	3.10454	0.00190578***
$\beta$	0.918145428	0.032714210	28.06565	0.00000000***

Test statistics reject the null hypothesis at the \*\*\*1%, \*\*5% and \*10% level.

Tabelle 25: Ergebnisse des Engle-DCC-M-GARCH(1,1) zur Modellierung der bedingten Korrelationen zwischen den wöchentlichen Veränderungen in den  $S_t$ -Werten für Brent-Forward-Kurven und den wöchentlichen Veränderungen in den Net-Long-Positionen von Money Managers und Other-Reportables an der ICE

**Diskussion der Ergebnisse:** Die Abbildung 85 und Abbildung 86 zeigen die bedingten, zeitabhängigen Korrelationen zwischen den Net-Long-Positionen der Non-Commercial-Händler, den Money Managern und Other-Reportables, und dem Marktsituationsindikator  $S_t$  an den beiden Terminmärkten ICE sowie NYMEX. Wie diesen Abbildungen zu entnehmen ist, weisen die Net-Long-Positionen der Money Manager und Other-Reportables und die

$S_t$ -Werte stets eine negative Korrelation auf (mit einer einzigen Ausnahme Anfang 2015 an der ICE). Je mehr der Markt in Backwardation gerät bzw. je negativer die  $S_t$ -Werte werden, desto mehr erhöhen die spekulativen Teilnehmer ihre Net-Long-Positionen auf Brent- und WTI-Kontrakte. Z.B. befindet sich der Markt seit der zweiten Hälfte 2017 bis zum Ende des Betrachtungszeitraums April 2018 in einer sehr ausgeprägten Backwardation (mit stark negativen  $S_t$ -Werten). Wie in den Abbildung 85 und Abbildung 86 zu erkennen ist, haben die Money Manager und Other-Reportables in diesem Zeitraum ihre Net-Long-Positionen sehr stark erhöht. Umgekehrt, wenn der Markt in eine Contango-Situation wechselt oder die Backwardation sich abschwächt bzw. die Forward-Kurve abflacht ( $S_t$  steigt: er wird positiv oder weist kleinere negativen Werte auf), reduzieren die spekulativen Händler ihre Net-Long-Positionen, denn der Marktzustand bietet in solchen Situationen keine positiven Rollrenditen mehr an. Diese Ergebnisse der Korrelationsanalyse oben mit einem DCC-M-GARCH-Modell liefern damit neue Erkenntnisse über die Fristigkeiten der eingegangenen Positionen der spekulativen Händler. Somit kann die Hypothese bestätigt werden, dass die stark spekulativen Marktteilnehmer, die Money Managers sowie die Other-Reportables, von den Rollrenditen (Rolling-Yields) profitieren möchten. Je günstiger die längerfristigen Kontrakte im Vergleich zu dem Spot- oder Frontmonatspreis werden (tiefere Backwardation), desto mehr kaufen diese Händler sie und umgekehrt.

**Überprüfung der Modellgüte:** Um die Modellanpassung der oben aufgestellten Engle's-DCC-M-GARCH-Modelle (im Folgenden DCC-Modelle genannt) zu untersuchen, werden hier die standardisierten Residuen der DCC-Gleichungen auf Autokorrelation sowie Heteroskedastizität (mit Hilfe von einem McLeod-Li-Test<sup>61</sup>) getestet. Die Ergebnisse der Ljung-Box Q Tests zeigen, dass die standardisierten Residuen der ersten Gleichungen der DCC-Modelle,  $\xi_1$ , Autokorrelationen aufweisen (die ersten Gleichungen in den beiden DCC-Modellen oben bilden jeweils die Entwicklungen der Net-Long-Positionen der Spekulanten an den Handelsmärkten NYMEX und ICE ab). Dies bestätigen auch die Ergebnisse der Autokorrelationsanalyse in Abbildung 87 (siehe dort das erste Diagramm oben links). Die McLeod-Li-Testergebnisse zeigen keinen Hinweis auf Heteroskedastizität in den standardisierten Residuen beider Gleichungen. Dies bedeutet, dass die Heteroskedastizitäten durch Einsatz von einem multivariablen GARCH-Modell gut aufgefangen worden sind.

---

<sup>61</sup> Siehe McLeod und Li (1983). Für weitere statistische Tests zur Überprüfung der Güte der multivariablen GARCH-Modelle siehe in Bauwens et al. 2006, 4. Diagnostic Cheking.

Um die Autokorrelationen in den DCC-Modellen zu beheben wird für die Zeitreihen an der NYMEX ein ARMA-DCC-M-GARCH-Modell wie folgt aufgestellt:

$$\text{ARMA}(2,1)^{62}: \Delta(\text{NetLong})_t = \omega_1 \Delta(\text{NetLong})_{t-2} + \omega_2 \Delta(\text{NetLong})_{t-2} + \omega_3 \varepsilon_{1,t-1} + \varepsilon_{12,t}$$

$$\text{ARIMA}(1,1): \Delta S_t = \varphi_1 \Delta S_{t-1} + \varphi_2 \varepsilon_{2,t-1} + \varepsilon_{2,t}$$

wo  $\begin{bmatrix} \varepsilon_{1,t} \\ \varepsilon_{2,t} \end{bmatrix} \sim \text{Engle's DCC-M-GARCH}(1,1)$

Die Ergebnisse dieses Modells für den NYMEX werden in Tabelle 27 aufgezeigt. Die hohen statistischen Signifikanzen der geschätzten Koeffizienten dieses Modelles weisen auf eine gute Eignung dieses Modells zur Abbildung der untersuchten Zeitreihen hin. Die Ljung-Box-Q-Testergebnisse für die ARMA-DCC-M-GARCH-Modelle in Tabelle 26 zeigen, dass die Autokorrelationen durch Aufnahme von ARMA-Prozessen in die DCC-M-GARCH-Modelle gut aufgefangen werden können.

			test	statistic	pValue
WTI, NYMEX	Engle-DCC-M-GARCH(1,1)	$\xi_1$	Ljung-Box Q(20)	69.229992	0.0000**
			McLeod-Li(20)	17.519844	0.6190
		$\xi_2$	Ljung-Box Q(20)	26.170210	0.1603
			McLeod-Li(20)	24.146058	0.2361
	ARMA-Engle-DCC-M-GARCH(1,1)	$\xi_1$	Ljung-Box Q(20)	26.233164	0.1582
			McLeod-Li(20)	18.463296	0.5569
		$\xi_2$	Ljung-Box Q(20)	26.903564	0.1380
			McLeod-Li(20)	22.405492	0.3189
Brent, ICE	Engle-DCC-M-GARCH(1,1)	$\xi_1$	Ljung-Box Q(20)	53.851442	0.0001**
			McLeod-Li(20)	13.385636	0.8602
		$\xi_2$	Ljung-Box Q(20)	19.867636	0.4662
			McLeod-Li(20)	9.155273	0.9810
	ARMA-Engle-DCC-M-GARCH(1,1)	$\xi_1$	Ljung-Box Q(20)	21.591349	0.3631
			McLeod-Li(20)	22.242855	0.3275
		$\xi_2$	Ljung-Box Q(20)	20.915132	0.4021
			McLeod-Li(20)	9.664445	0.9739

Test statistics reject the null hypothesis at the \*\*1% level.

Tabelle 26: Testergebnisse der Autokorrelation sowie Heteroskedastizität der standardisierten Residuen der multivariablen GARCH-Modelle (Software: RATS 9.10)

<sup>62</sup> Die Analysen des Autors zeigten, dass durch einen ARMA(1,1) in der ersten Gleichung die Autokorrelationen nicht beseitigt werden konnten.

		<i>Value</i>	<i>Standard Error</i>	<i>T-Statistic</i>	<i>p-Value</i>
ARMA(2,1)	$\omega_1$	1.016571952	0.110196709	9.22507	0.00000000***
	$\omega_2$	-0.221685988	0.039106325	-5.66880	0.00000001***
	$\omega_3$	-0.789109785	0.106835429	-7.38622	0.00000000***
ARMA(1,1)	$\varphi_1$	-0.099527350	0.038481866	-2.58634	0.00970000***
	$\varphi_2$	-0.068661637	0.029472031	-2.32972	0.01982085**
Engles-DCC-M-GARCH(1,1)	$c_1$	0.001173351	0.000663567	1.76825	0.07701958*
	$c_2$	0.000764920	0.000414658	1.84470	0.06508137*
	$\lambda_1$	0.064673922	0.020446888	3.16302	0.00156141***
	$\lambda_2$	0.101142020	0.021830958	4.63296	0.00000360***
	$\theta_1$	0.903882297	0.033206431	27.22010	0.00000000***
	$\theta_2$	0.885110840	0.024507505	36.11591	0.00000000***
	$\alpha$	0.052365832	0.030880546	1.69575	0.08993234*
	$\beta$	0.912364584	0.066139220	13.79461	0.00000000***

Test statistics reject the null hypothesis at the \*\*\*1% , \*\*5% and \*10% level.

Tabelle 27: Ergebnisse des Engle-DCC-M-GARCH(1,1) mit einem ARMA(2,1)-Prozess in der ersten Gleichung und einem ARMA(1,1)-Modell in der zweiten Gleichung. Modellierung der bedingten Korrelationen zwischen den wöchentlichen Veränderungen in den Net-Long-Positionen von Money Managers + Other-Reportables und den wöchentlichen Veränderungen in den  $S_t$ -Werten für WTI-Forward-Kurven und an der NYMEX

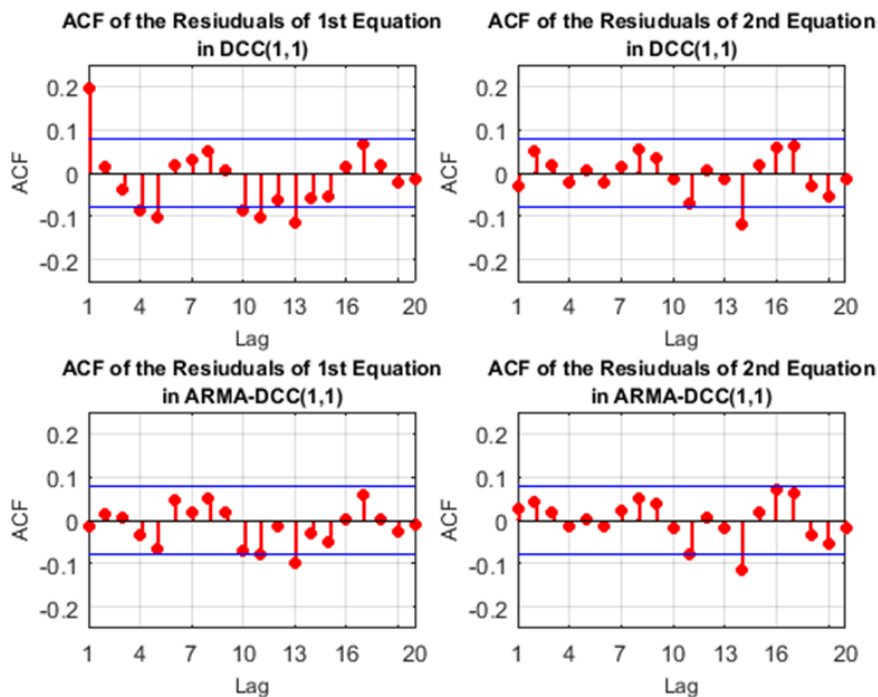


Abbildung 87: Überprüfung der standardisierten Residuen der Gleichungen multivariablen GARCH-Modelle auf Autokorrelation

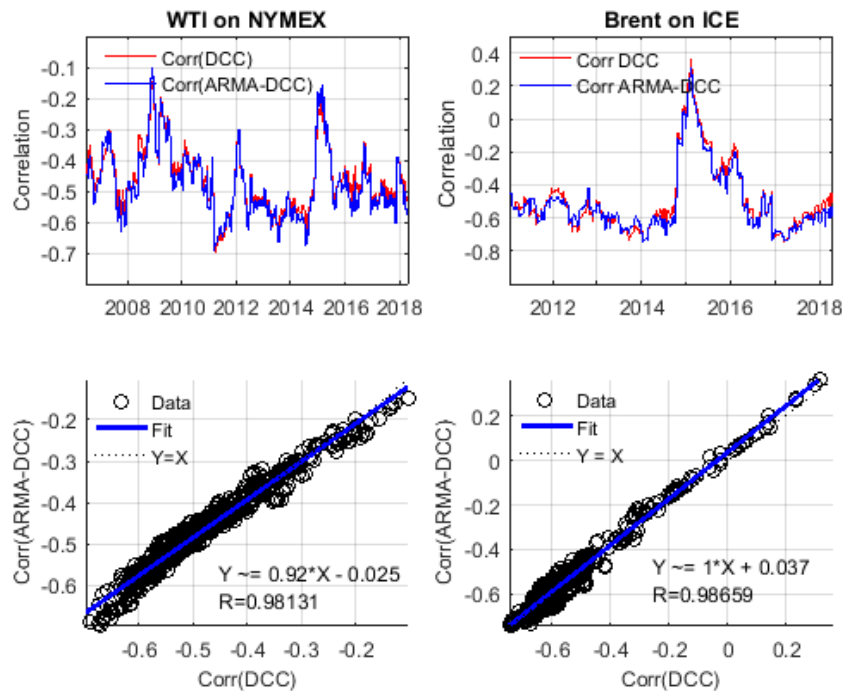


Abbildung 88: Gegenüberstellung der Korrelationen aus einem Engle's-DCC-M-GARCH(1,1) und einem ARMA(2,1)-Engle's-DCC-M-GARCH(1,1)

In Abbildung 88 werden die geschätzten Korrelationen (zwischen den Net-Long-Positionen der spekulativen Ölterminmarktteilnehmer und der Zeitreihe  $S_t$ , die Neigung der Forward-Kurven dienen als Indikator für die Marktsituation) aus den DCC-M-GARCH-Modellen und denen aus den ARMA-DCC-M-GARCH-Modellen für die beiden Märkte (WTI an der NYMEX sowie Brent an der ICE) miteinander verglichen. Wie in dieser Abbildung zu sehen ist, zeigen die Korrelationen geringe Unterschiede. Aus diesem Grund können die ökonometrischen Interpretationen der Ergebnisse der ursprünglichen DCC-M-GARCH (trotzt der Autokorrelationen in den standardisierten Residuen der ersten Gleichungen) als gültig betrachtet werden. Je günstiger die längerfristigen Kontrakte im Vergleich zu dem Spot- oder Frontmonatspreis werden (tiefere Backwardation), desto mehr kaufen die Spekulanten sie und umgekehrt.

**Zusammenfassung:** In diesem Kapitel wurde die Hypothese aufgestellt, dass die spekulativen Ölmarktteilnehmer von den sogenannten Rollrenditen profitieren wollen und deshalb in Zeiten tiefer Backwardation ihre Net-Long-Positionen stärker aufbauen und in Zeiten flacher Öl-Forward-Kurven oder Contango-Marktsituationen ihre Net-Long-Positionen reduzieren. Im Gegensatz zu den anderen Kapiteln in dieser Arbeit wird in diesem Kapitel die in der Literatur häufig benutzte Kategorisierung (nämlich die Einstufung von lediglich den zwei Händlergruppen Money Managers und Other Reportables als Marktspekulanten) genutzt, um die erworbenen Erkenntnisse aus der Korrelationsanalyse mit den bisherigen Ergebnissen der

Literatur vergleichen zu können. Es wurde ein Ansatz zur Modellierung der Öl-Forward-Kurven eingesetzt, mit Hilfe dessen die Neigung der Forward-Kurven, und damit die Tiefe der Ölterminmarktsituationen, erfasst werden kann. Zur Analyse der Korrelationen zwischen den Net-Long-Positionen der spekulativen Ölhändler und den Marktsituationen wurde ein Engle-DCC-M-GARCH(1,1)-Modell verwendet. Die Ergebnisse der Korrelationsmodellierung liefern statistisch signifikante Ergebnisse dafür, dass die Spekulanten ihre Positionen auf den beiden Ölterminmärkten NYMEX und ICE aufbauen, wenn die Preise der längerfristigen Terminkontrakte im Vergleich zu den Spotpreisen tiefer notieren (und umgekehrt). Damit stellen die Spekulanten die notwendige Liquidität für Absicherungsgeschäfte auf den Terminmärkten zur Verfügung.

## 11 Fazit

In der vorliegenden Arbeit wurde die Hypothese aufgestellt und untersucht, dass die fundamentalen Daten des Ölmarktes bei den Preisbestimmungen keine Rolle spielen und die Ölpreise durch Spekulation und Finanzialisierung des Ölmarktes bestimmt werden. Dabei wurde Spekulation als Marktanteile der Teilnehmer der Öfterminmärkten definiert, deren Positionen nicht einer Absicherung eines physischen öl-gebunden Geschäftes dienen, sondern aus finanziellen Motiven eingegangen werden. Des Weiteren wurden die seit der Jahrtausendwende signifikant gestiegenen Handelsvolumen und das Open-Interest der Öfterminkontrakte an den beiden Öfterminmärkten NYMEX und ICE als eine gestiegene Finanzialisierung auf dem Ölmarkt definiert. Zur Überprüfung der obigen Hypothese wurde die wissenschaftliche Literatur zu den beiden Themen Spekulation auf dem Ölmarkt sowie die Finanzialisierung des Ölmarktes ausführlich untersucht und diskutiert. Dabei wurde beobachtet, dass in der Mehrheit dieser Studien wichtige fundamentale Faktoren des Ölmarktes nicht oder sehr eingeschränkt mitberücksichtigt werden. Daraus wurde der Bedarf für eine umfangreiche Fundamental- und Event-Analyse zum Ölmarkt festgestellt. Um dieses Forschungsdefizit zu beheben, hat diese Arbeit die wichtigsten fundamentalen Faktoren des Ölmarktes vorgestellt und sich mit deren Entwicklungen und Auswirkungen auf die Ölpreise intensiv auseinandergesetzt. Die Ergebnisse der Fundamental-Analyse haben gezeigt, dass die fundamentalen Ereignisse des Ölmarktes die Ölpreisentwicklungen gut erklären können.

Zur Überprüfung der obigen Hypothese wurden empirische Modellierungen eingesetzt. Mit einem VAR-Modell wurde untersucht, ob zwischen den gestiegenen Handelsvolumen und Open-Interest der Öfterminkontrakte an den beiden Öfterminmärkten NYMEX und ICE (als Maß für eine gestiegene Finanzialisierung des Ölmarktes) und den Ölpreisen eine Kausalität gefunden werden kann. Die Ergebnisse liefern keine Beweise dafür, dass die Finanzialisierung die Ölpreise kausal beeinflusst. Weiterhin wurde mit zwei Modellen: VAR-X und CVAR untersucht, ob zwischen der Spekulation und den Ölpreisen kurz- und langfristige Zusammenhänge bestehen. Die Ergebnisse dieser Modelle haben gezeigt, dass die Spekulation die Ölpreise weder in kurz- noch langfristiger Sicht kausal beeinflusst. Für die fundamentalen Faktoren des Ölmarktes wurde im Gegenteil hohe Signifikanz festgestellt.

Im Rahmen der Analysen zur Spekulation wurden unter anderem die wöchentlich öffentlich verfügbaren Händlerpositionsberichte der US-Rohstoffterminmarktaufsichtsbehörde über die Positionen der Händler an dem Rohstoffterminmarkt NYMEX sowie die gleichen Berichte der Aufsichtsstelle der Terminbörse ICE vorgestellt und auf die Informationsdefizite dieser Berichte hingewiesen. Auch die Händlerkategorisierungen dort wurden kritisch diskutiert. Die



wöchentlichen COT-Berichte der CFTC stellen lediglich Momentaufnahmen dar, denn sie zeigen die Händlerpositionen, die auf Schlusskursbasis an jedem Dienstag beobachtet wurden. So kann anhand dieser wöchentlichen Daten nicht festgestellt werden, ob zwischen zwei Diensten die Händlerpositionen die Ölpreise getrieben haben oder die Händlerpositionen eher den Ölpreisen gefolgt sind. Außerdem liefern diese Berichte keine Informationen über die Fristigkeiten der eingegangenen Positionen. So wird in der vorliegenden Arbeit die Notwendigkeit einer Bereitstellung von Daten höherer Granularität für bessere Analysen hervorgehoben.

In dem letzten Kapitel dieser Arbeit wurde empirisch gezeigt, dass die spekulativen Marktteilnehmer an den beiden Rohstoffterminmärkten NMYEX und ICE in Zeiten tiefer Backwardation ihre Net-Long-Positionen aufbauen, um von den sich durch diese Marktsituation ergebenden Rollrenditen zu profitieren.

Wie oben erwähnt, kommt die vorliegende Arbeit zu der Schlussfolgerung, dass die Ölpreisveränderungen Ergebnisse der Veränderungen in den fundamentalen Daten des Ölmarktes sind. Dies unterstreicht die Bedeutung eines Informationsvorsprungs bezüglich der Nachrichten über die fundamentalen Daten. Mit der großen Zunahme an Digitalisierung in allen Wirtschaftszweigen in den letzten zwei Jahrzehnten, ist die Geschwindigkeit der Daten- und Informationsübertragung signifikant gestiegen. Die großen traditionellen Datenanbieter im Bereich Finanz- und Rohstoffhandel wie z.B. Bloomberg oder Thomson Reuters stellen die Vorreiter in diesem Bereich dar. So entstehen in Minuten- sogar Sekundentakt Nachrichten (über die fundamentalen Daten), die eine Handelsorganisation zu lesen und zu interpretieren hat. Aufgrund dieser hohen Frequenz an Daten und Nachrichten, ist in den letzten Jahren die Technologie entstanden, welche mit Hilfe von künstlicher Intelligenz diese große Anzahl an hochfrequenten Nachrichten mit Computer-Algorithmen liest und verarbeitet. Ziel ist es dabei, anhand der Titel und Inhalte der Nachrichten, den Marktzustand bzw. die Marktstimmung zu erfassen und auf Basis dessen Kauf- oder Verkauf-Empfehlungen zu bekommen. Das „Automated News Processing“ führte damit in den letzten Jahren zur Entstehung des Hochfrequenzhandels (siehe z.B. Brokova und Mahakena 2015 und Maslyuk-Escobedo et al. 2016). Der Autor der vorliegenden Arbeit hat sich während seines Forschungsaufenthaltes an der NYMEX in New York im Jahr 2016 ein Bild darüber machen können, wie groß die Dimension dieses neuen Geschäfts im Bereich Rohstoffhandel ist. Laut Aussagen der NYMEX-Mitarbeiter benutzen bereits 90% der Marktteilnehmer an der NYMEX diese Technologie. Die große Halle, die man vielleicht aus den Nachrichten (oder aus dem Film Trading Places) kennt, wo hunderte Händler Rohstoffe, insbesondere Öl, dort handelten, steht seit 2012 leer. Während die Gefahr, dass die Ölpreise sich durch den Hochfrequenzhandel

von den fundamentalen Daten abkoppeln, zwar als gering betrachtet werden kann<sup>63</sup>, möchte die vorliegende Arbeit jedoch darauf hinweisen, dass die regulatorischen Rahmenbedingungen für Hochfrequenzhandel nach mittlerweile einem Jahrzehnt nach seiner Entstehung noch nicht klar sind. Der Öffentlichkeit ist seine Existenz fast nicht bekannt. Besonders zu kritisieren ist, dass die Nachrichtenaufbereitung über die fundamentalen Daten nun mehr mit dem Ziel erfolgt, dass sie von den Algorithmen besser gelesen werden können müssen (Auditoriums-Wechsel).

Zusammengefasst kommt die vorliegende Arbeit zu dem Ergebnis, dass die fundamentalen Daten die Preistreiber auf dem Ölmarkt sind. Deshalb kann die Behauptung, dass Spekulation in der Bedeutung, dass einige Marktteilnehmer die Ölpreise unabhängig von den fundamentalen Faktoren des Ölmarktes in eine bestimmte Richtung führen können, als falsch bewertet werden. Jedoch stellt die Arbeit fest, dass die Wissenschaft unter einem signifikanten Mangel an hochaufgelösten Daten über die Handelspositionen der Ölterminmärkte für bessere Kausalitäts-Analysen leidet. Neben einer Bereitstellung solcher Daten für die Öffentlichkeit sieht der Autor die Politik in der Pflicht, zur Regulierung der Ölterminmärkte die fundamentalen Zusammenhänge des Ölmarkts tiefgehend zu verstehen. Außerdem sollte die Politik den Hochfrequenzhandel und die dort angewendeten Technologien und Algorithmen im Blick behalten und gegebenenfalls regulierend eingreifen, um möglichen Ölpreis-Verzerrungen, welche signifikante Auswirkungen auf die globale Wirtschaft haben können, vorzubeugen.

---

<sup>63</sup> Die Algorithmen werten lediglich die Inhalte der Nachrichten über die fundamentalen Daten aus. Wertet ein Algorithmus die fundamentalen Inhalte falsch, wird der Besitzer dieses Algorithmus Verluste buchen müssen. Außerdem ist es sehr unwahrscheinlich, dass alle Algorithmen - in einem so großen Markt wie Öl mit tausenden Marktteilnehmern, sprich tausenden Konkurrenzalgorithmen - alle zusammen gleichzeitig die Nachrichten falsch auswerten. Die Gefahr, dass einige große Player in Abstimmung die Preise manipulieren, besteht natürlich immer.

## 12 Literaturübersicht

ADS-Business Conditions Index Ref: "Aruoba-Diebold-Scotti Business Conditions Index" unter: <https://www.philadelphiafed.org/research-and-data/real-time-center/business-conditions-index> (zuletzt abgerufen am 07.08.2019).

Ansari, E., Kaufmann, R. K. (2019): "The effect of oil and gas price and price volatility on rig activity in tight formations and OPEC strategy", *Nature Energy* volume 4, 321–328 (2019).

Aielli, G.P. (2013): "Dynamic Conditional Correlation: On Properties and Estimation". *Journal of Business & Economic Statistics*, Volume 31, 2013.

Akram, Q. (2009): "Oil prices and exchange rates: Norwegian evidence", *Econ. J.* 7, 476-504.

Alizadeh, A. H., Nomikos, N. K. (2004): „Cost of carry, causality and arbitrage between oil futures and tanker freight markets", *Transportation Research Part E* 40 (2004) 297–316.

Aloui, A., Gupta, R., Miller, S. M. (2016): "Uncertainty and Crude Oil Returns". *Energy Economics* 55 (2016) 92-100.

Askari, H., Krichene, N. (2010): "An oil demand and supply model incorporating monetary policy", *Energy*, 2010, vol. 35, issue 5, 2013-2021.

Balcilar, M., Gupta, R., Miller, S. (2015): "Regime Switching Model of US Crude Oil and Stock Market Prices: 1859 to 2013". *Energy Economics* 49 (2015) 317-327.

Baumeister C., Peersman G. (2013): "Time-Varying Effects of Oil Supply Shocks on the US Economy." *American Economic Journal: Macroeconomics* 5(4), 128.

Bauwens et al. (2006): Bauwens, L., Laurent, S. und Rombouts, J. V.: "Multivariate GARCH models: A survey". *Journal of applied econometrics* 21: 79-109, 2006.

Borovkova, S., Mahakena, D. (2015): "News, volatility and jumps: the case of natural gas futures". *Journal of Quantitative Finance* 15 (2015) 1217-1242.

Boubaker, H., Raza, S. A. (2017): „A Wavelet Analysis of Mean and Volatility Spillovers between Oil and BRICS Stock Markets". *Energy Economics* 64 (2017) 105-117.

Brunetti, C., Büyüksahin, B. and J.H. Harris (2015): "Speculators, Prices, and Market Volatility". *Journal of Financial and Quantitative Analysis*, Volume 51, Issue 5, October 2016 , pp. 1545-1574.

Bu, H. (2014): Effect on Crude Announcements on Crude Oil Price Volatility, *Energy Economics* 46 (2014) 485–494.

Burbidge, J., Harrison, A. (1984): "Testing for the Effects of Oil-Price Rises Using Vector Autoregressions", *International Economic Review*, 1984, vol. 25, issue 2, 459-84.

Büyüksahin, B., Robe, M.A. (2014): "Speculators, commodities and cross-market linkages". *Journal of International Money and Finance*, Volume 42, April 2014, Pages 38-70.

Casey, M., K., Theis, J. and Dutta, A.S. (2009): Explanatory factors of bank dividend policy: revisited, *Managerial Finance*, 35, 6, (501), 2009.

Cashin et al. (2014): Cashina, P. Mohaddes, K., Raissic, M. Raissia, M.: "The Differential Effects of Oil Demand and Supply Shocks on the Global Economy." *Energy Economics* 44, 113-134.

CATS in RATS, Version 2, by J.G. Dennis, H. Hansen, S. Johansen and K. Juselius, Estima 2005.

CFTC Ref. 1: „Impact of U.S. Tight Oil on NYMEX WTI Futures”: [https://www.cftc.gov/sites/default/files/2018-09/DMO\\_TightOilImpactNYMEX\\_WTI0818.pdf](https://www.cftc.gov/sites/default/files/2018-09/DMO_TightOilImpactNYMEX_WTI0818.pdf) (abgerufen am 7.08.2019).

CFTC Ref. 2: "Commitments of Traders (COT) Reports Descriptions" unter: <https://www.cftc.gov/MarketReports/CommitmentsofTraders/index.htm> (zuletzt abgerufen am 07.08.2019).

CFTC Ref. 3: "CFTC FORM 40" unter: <https://www.cftc.gov/sites/default/files/idc/groups/public/@forms/documents/file/cftcform40.pdf> (zuletzt abgerufen am 07.08.2019).

CFTC Ref. 4: "Disaggregated Commitments of Traders Report Explanatory Notes" unter: <https://www.cftc.gov/sites/default/files/idc/groups/public/@commitmentsoftaders/documents/file/disaggregatedcotexplanatorynot.pdf> (zuletzt abgerufen am 07.08.2019).

CFTC Ref. 5: "COT-Reports, Explanatory Notes" unter: <https://www.cftc.gov/MarketReports/CommitmentsofTraders/ExplanatoryNotes/index.htm> (zuletzt abgerufen am 07.08.2019).

CFTC Ref. 6: "Disaggregated COT-Reports" unter: <https://www.cftc.gov/MarketReports/CommitmentsofTraders/DisaggregatedExplanatoryNotes/index.htm> (zuletzt abgerufen 7.8.2019).

CFTC Ref. 7: Bericht der CFTC-Experten über „Commodity Swap Dealers & Index Traders“: unter: <https://www.cftc.gov/sites/default/files/idc/groups/public/@newsroom/documents/file/cftcstaffreportonswapdealers09.pdf> (zuletzt abgerufen am 07.08.2019).

CFTC Ref. 8: „Liste der registrierten Swap Dealers bei der CFTC“ unter: <https://www.cftc.gov/LawRegulation/DoddFrankAct/registerwapdealer.html> (zuletzt abgerufen am 07.08.2019).

CFTC Ref. 9: "Definitions of the Intermediaries in the Commodity Exchange Act and Commission regulations" unter: <https://www.cftc.gov/IndustryOversight/Intermediaries/index.htm> (zuletzt abgerufen am 07.08.2019).

CFTC Ref. 10: "A Guide to the Language of the Futures Industry" unter: <https://www.cftc.gov/ConsumerProtection/EducationCenter/CFTCGlossary/index.htm> (zuletzt abgerufen am 07.08.2019).

CFTC Ref. 11: "Index Investment Data" unter: <https://www.cftc.gov/MarketReports/IndexInvestmentData/index.htm> (zuletzt abgerufen am 07.08.2019).

CFTC Ref. 12: "Large Trader Net Position Changes" unter: <https://www.cftc.gov/MarketReports/LgTraderExplanatory.html> (zuletzt abgerufen am 07.08.2019).

Chan et. al. 2015: Chag, L.H., Nguyen, C.M., Chan, K.C.(2015): "A new approach to measure speculation in the oil futures market and some policy implications," Energy Policy, Elsevier, vol. 86(C), pages 133-141.

Chang, K., Yu, S. (2013): "Does Crude Oil Price Play an Important Role in Explaining Stock Return Behavior". Energy Economics 39 (2013) 159-168.

Chen et al. (2016): Chen, H., Liao, H., Tang, B., Wie, Y.: "Impacts of OPEC's political risk on the international crude oil prices: An empirical analysis based on the SVAR models". Journal of Energy Economics 57 (2016) 42-49.

CME Ref. 1: "Position Limits on the NYMEX": <https://www.cmegroup.com/market-regulation/position-limits.html?redirect=/market-regulation/position-limits/index.html> (zuletzt abgerufen am 07.08.2019).

Cologni, A., Manera, M. (2008): "Oil prices, inflation and interest rates in a structural cointegrated VAR model for the G-7 countries", Energy Economics, 2008, vol. 30, issue 3, 856-888.

Cunado, J., de Gracia, F. P. (2014): "Oil price shocks and stock market returns: Evidence for some European countries". Energy Economics 42 (2014) 365-377.

Ederington, L., Lee, J. H. (2002): Who trades futures and how: evidence from the heating oil futures markets. J. Bus. 75, 353–373 (2002).

ESMA Ref. 1: "Opinion on position limits on ICE Brent Crude contracts" unter: [https://www.esma.europa.eu/sites/default/files/library/fca\\_ice\\_brent\\_b\\_position\\_limit\\_opinion\\_2.pdf](https://www.esma.europa.eu/sites/default/files/library/fca_ice_brent_b_position_limit_opinion_2.pdf) (zuletzt abgerufen am 07.08.2019).

Fattouh, B., Kilian, L. und Mahadeva, L. (2012): „The role of speculation in oil markets, what have we learned so fa?", Oxford Institute for Energy Studies, 2012.

Filis, G., Degiannakis, S., Floros, C. (2011): "Dynamic correlation between stock market and oil prices: The case of oil-importing and oil-exporting countries". International Review of Financial Analysis 20 (3) 152-164.

FSI Ref.: "Cleveland Financial Stress Index, Federal Reserve Bank St. Louis"" unter: [https://fred.stlouisfed.org/series/CFSI\\_](https://fred.stlouisfed.org/series/CFSI_) (zuletzt abgerufen am 07.08.2019).

Goldman Sachs Ref.1: „Informationen über den S&P GSCI Commodity Index" unter: <https://www.goldmansachs.com/what-we-do/securities/business-groups/sts-folder/gsci/> (zuletzt abgerufen am 07.08.2019).

Gisser, M., Goodwin, T.H. (1986): "Crude Oil and the Macroeconomy: Tests of Some Popular Notions: A Note", Journal of Money, Credit and Banking, 1986, vol. 18, issue 1, 95-103.

Goldtau, A., Witte, J. M. (2009): Die OPEC, Macht und Ohnmacht des Öl-Kartells; J. M. Witte, A. Goldthau, 2009, Carl Hanser Verlag, München.

Granger, C. W. J. (1969): "Investigating Causal Relations by Econometric Models and Cross-Spectral Methods", Econometrica 1969, pp. 24-36.

Hamilton, J. D. (1983): "Oil and the Macroeconomy since World War II." *Journal of Political Economy* 91, pp. 228-248.

Hamilton, J. D. (2013): "Historical Oil Shocks." In: Parker, R.E., Whaples, R.M., (Eds.), *The Routledge Handbook of Major Events in Economic History*. New York: Routledge Taylor and Francis Group, 239-265.

Hassler, U., Wolters, J. (2006): "Autoregressive Distributed Lag Models and Cointegration". In: Hübler O., Frohn J. (eds) *Modern Econometric Analysis*. Springer, Berlin, Heidelberg.

Heidorn et al. (2015): Heidorn, Th., Mokinski, F., Rühl, Ch., Schmaltz, Ch., "The impact of fundamental and financial traders on the term structure of oil", *Energy Economics*, Volume 48, March 2015, Pages 276-287.

IEA Ref. 1: "Total Global Final Consumption (TFC) by source" unter: <https://www.iea.org/statistics/?country=WORLD&year=2016&category=Energy%20consumption&indicator=TFCbySource&mode=chart&dataTable=BALANCES> (zuletzt abgerufen am 07.08.2019).

ICE Ref.1 „Informationen über Brent Crude Futures“ unter: <https://www.theice.com/products/219/Brent-Crude-Futures> (zuletzt abgerufen am 07.08.2019).

ICE Ref. 2: „ICE Futures Europe Commitments of Traders Report Explanatory notes“ unter: [https://www.theice.com/publicdocs/futures/CoT\\_Notes.pdf](https://www.theice.com/publicdocs/futures/CoT_Notes.pdf) (zuletzt abgerufen am 07.08.2019).

IEA Ref. 2: "Informationen über die Ölwirtschaft des Iraks" unter: <https://www.eia.gov/beta/international/analysis.php?iso=IRQ> (zuletzt abgerufen am 07.08.2019).

IEA Ref. 3: "Informationen über Ölwirtschaft von Libyen" unter: <https://www.eia.gov/beta/international/analysis.php?iso=LBY> (zuletzt abgerufen am 07.08.2019).

IEA Ref. 4: "Informationen über Ölwirtschaft von Venezuela" unter: <https://www.eia.gov/beta/international/analysis.php?iso=VEN> (zuletzt abgerufen am 07.08.2019).

IEA Ref. 5: "Informationen über Ölwirtschaft von Nigeria" unter: <https://www.eia.gov/beta/international/analysis.php?iso=NGA> (zuletzt abgerufen am 07.08.2019).

Irwin and Sanders (2014): "Energy futures prices and commodity index investment: New evidence from firm-level position data". *Energy Economics*, Volume 46, Supplement 1, December 2014, Pages S57-S68.

Iwayemi, A., Fowowe, B. (2011): "Impact of oil price shocks on selected macroeconomic variables in Nigeria," *Energy Policy*, Elsevier, vol. 39(2), pages 603-612, February.

Johansen, L. L. (1960): "The Theory of Hedging and Speculation in Commodity Futures." *The Review of Economic Studies*, Vol. 27, No. 3, (June 1960), pp. 139-151.

Jousefi, A., Wirjanto, T. (2004): "The empirical role of the exchange rate on the crude oil price formation", *energy Economics* 26 ( 2004) 783-799.

Kaufmann, R.K. (2011): "The role of market fundamentals and speculation in recent price changes for crude oil." *Energy Policy* 39, 105-115.

- Kaufmann, R.K, Banerjee, S. (2014): "A unified world oil market: Regions in physical, economic, geographic, and political space". *Energy Policy* 74 (2014), 235-242.
- Karadeloglou, S., Sanchez M. (2004): „Does OPEC matter? An Econometric Analysis of Oil Prices". *Energy Journal* 25(4) 76-90.
- Kaufmann, R. K., Ullman, B. (2009): „Oil prices, speculation, and fundamentals: Interpreting causal relations among spot and futures prices". *Energy Economics* (2009) 550-558.
- Kilian, L., Lee, T.K. (2014): „Quantifying the speculative component in the real price of oil market". *American Economic Review* 99, 1053-1069.
- Kilian, L., (2009): Not All Oil Price Shocks Are Alike: Disentangling Demand and Supply Shocks in the Crude Oil Market. *American Economic Review* 99 (3), 1053-1069 (June).
- Kohli, U., Morey, E. (1990): "Oil characteristics and the U. S. demand for foreign crude by region of origin". *Atlantic Economic Journal*, September 1990, Volume 18, Issue 3, pp 55–67.
- Krichene, N. (2006): World crude oil markets: monetary policy and the recent oil shock. Tech. Rep. WP/06/62, International Monetary Fund
- Krichene, N. (2005): "A simultaneous equations model for world crude oil and natural gas markets", IMF working papers 0532, International Monetary Fund (June).
- Lee, K. C., Pesaran, H. H. (1993): "Persistence Proles and Business Cycle Fluctuations in a Disaggregated Model of UK Output Growth." *Ricerche Economiche* 47, 293322.
- Lütkepohl, H. (2006): New Introduction to Multiple Time Series Analysis.
- Lombardi, M. J., Van Robays, I. (2011): "Do Financial Investors Destabilize the Oil Price?", ECB Working Paper No. 1346.
- McLeod, A. I., W. K. Li (1983): "Diagnostic checking ARMA time series models using squared residual autocorrelations". *Journal of Time Series Analysis*, 4, 269273.
- Maghyreh, A. I., Awartani, B., Bouri, E. (2016): "The Directional Volatility Connectedness between Crude Oil and Equity Markets: New Evidence from Implied Volatility Indexes". *Energy Economics* 57 (2016) 78-93.
- Marek, K., Kaufmann, R. K. (2014): "Oil demand shocks reconsidered: A cointegrated vector autoregression", *Energy Economics* 41 (2014) 33-40.
- Marek, K., Kaufmann, R. K. (2013): „The role of trader positions in spot and futures price for WTI". *Energy Economics* 41 (2013) 176-182.
- Maslyuk-Escobedo S., Rotaru K., Dokumentow A. (2016): "News Sentiment and Jumps in Energy Spot and Futures Markets". *Pacific-Basin Finance Journal* 00867, 2016.
- Mensi W., Hammoudeh S., Yoon S. (2014): "How do OPEC news and structural breaks impact returns and volatility in crude oil markets? Further evidence from a long memory process", *Energy Economics* 42 (2014) 343-354.

K.A. Mork, O. Olsen, H.T. Mysen (1994): „Macroeconomic Responses to Oil Price Increases and Decreases in Seven OECD Countries“, The Energy Journal, 1994, vol. Volume15, issue Number 4, 19-36.

MSCI Ref.1: “MSCI World Index” unter: [https://www.msci.com/world\\_](https://www.msci.com/world_) (zuletzt abgerufen am 07.08.2019).

Niger Delta (2004): „Securing Development and Peace in the Niger Delta, A Social and Conflict Analysis for Change“ unter: [https://www.wilsoncenter.org/sites/default/files/AFR\\_110929\\_Niger%20Delta\\_0113.pdf](https://www.wilsoncenter.org/sites/default/files/AFR_110929_Niger%20Delta_0113.pdf) (zuletzt abgerufen am 07.08.2019).

NYMEX Ref. 1: „NYMEX, COMEX Delivery Notices & Stocks“ unter: <https://www.cmegroup.com/clearing/operations-and-deliveries/nymex-delivery-notices.html> (zuletzt abgerufen 07.08.2019).

OECD Ref. 1: „Release Dates of the OECD News Releases on Quarterly National Accounts“ unter: [http://www.oecd.org/sdd/na/release-dates-oecd-news-releases-quarterly-national-accounts.htm\\_](http://www.oecd.org/sdd/na/release-dates-oecd-news-releases-quarterly-national-accounts.htm_) (abgerufen am 07.08.2019).

OECD Ref. 2: “OECD Industrial Production Data” unter: <https://data.oecd.org/industry/industrial-production.htm> (zuletzt abgerufen am 07.08.2019).

Olson, E., Vivian, A. und Wohar, M. E. (2014): „The relationship between energy and equity markets: Evidence from volatility impulse response functions“. Energy Economics 43 (2014) 297-305.

Pattenden, K., Twite, G. (2008): "Taxes and dividend policy under alternative tax regimes," Journal of Corporate Finance, Elsevier, vol. 14(1), pages 1-16, February.

Pesaran, M.H., Mohaddes, K. (2017): “Oil Prices and Global Economy: Is it different this time around?” Cambridge Working Paper Economics: 1640

Pesaran, M.H., Mohaddes, K. (2015): “Country-Specific Oil Supply Shocks and the Global Economy: A Counterfactual Analysis.” USC-INET Research Paper No. 15-14.

Ratti, R.A., Vespignani, J. I. (2015): “OPEC and non-OPEC oil production and global economy“. Energy Economics (2015) 50 364-378.

Reboredo, J. C., Rivera-Castro, M. A., Zebende, G. F. (2014): “Oil ans US dollar echchange rate dependence: A detrended cross-correlation approach, Energy Economics 42 (2014) 132-139.

Studemmund, A.H. (2006): “Using Econometrics, A Practical Guide“. 5<sup>th</sup> Edition.

US-CPI Ref.: “US Consumer Price Index” unter: <https://www.bls.gov/cpi/> (zuletzt abgerufen am 07.08.2019).

US-EIA Ref 1: “US Export by Destination” unter: [https://www.eia.gov/dnav/pet/pet\\_move\\_expc\\_a\\_EPC0\\_EEX\\_mbbldpd\\_m.htm](https://www.eia.gov/dnav/pet/pet_move_expc_a_EPC0_EEX_mbbldpd_m.htm) (zuletzt abgerufen am 07.08.2019).

US-EIA Ref. 2: “EIA Drilling Productivity Reports” unter: <https://www.eia.gov/petroleum/drilling/> (zuletzt abgerufen am 07.08.2019).



US-EIA Ref. 3: " World Oil Transit Chokepoints" unter: <https://www.eia.gov/beta/international/regions-topics.php?RegionTopicID=WOTC> (zuletzt abgerufen am 07.08.2019).

US-Inflation-Expectaion Ref.: "Inflation Expectations, Federal reserve Bank of Cleveland" unter: <https://www.clevelandfed.org/our-research/indicators-and-data/inflation-expectations.aspx> (zuletzt abgerufen am 07.08.2019).

Wang, Ch., Yu, M. (2004): "Trading activity and price reversals in futures markets". *Journal of Banking & Finance* 28 (2004) 1337-1361.

Wang et al. (2014): Wang, Y., Wu, C., Yang, L.: "Oil price shocks and agricultural commodity prices". *Energy Economics* 44 (2014) 22-35.

Yousefi, A., Wirjanto, T. (2004): " The empirical role of the exchange rate on the crude-oil price formation", *Energy Economics*, 2004, vol. 26, issue 5, 783-799.

Zhang et al. (2008): Zhang, Y. F., Fan, Y., Tsai, H.-T., Wie, Y.-M., "Spillover effect of US dollar exchange rate on prices", *Journal of Policy Modeling* 30, 973-991.